

ESTUDIO Y DISEÑO DE LOS MEDIOS DE
COMUNICACIÓN INDUSTRIAL SOBRE
SISTEMAS DE PROTECCIÓN CON IEDs EN
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE
QUITO**

CARRERA INGENIERÍA ELÉCTRICA

**TESIS PREVIA PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**ESTUDIO Y DISEÑO DE LOS MEDIOS DE
COMUNICACIÓN INDUSTRIAL SOBRE
SISTEMAS DE PROTECCIÓN CON IEDs EN
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN**

AUTORES:

**JONNATHAN JESÚS ROSERO TOPÓN
WILLIAM ARMANDO MENDOZA YAGUACHI**

**DIRECTOR:
ING. DIEGO CARRIÓN**

Quito, Julio del 2013

Declaratoria de Responsabilidad

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos del informe de tesis titulada; “ESTUDIO Y DISEÑO DE LOS MEDIOS DE COMUNICACIÓN INDUSTRIAL SOBRE SISTEMAS DE PROTECCIÓN CON IEDs EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN”, realizado por los Señores: Jonnathan Jesús Rosero Topón y William Armando Mendoza Yaguachi, previa la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, Julio del 2013

Ing. Diego Carrión

DIRECTOR

Autorización de Uso del Trabajo de Grado

Nosotros autorizamos a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaramos que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Jonnathan Jesús Rosero Topón
CC:1718390931

William Armando Mendoza Yaguachi
CC:1717666919

Declaración de Responsabilidad

Nosotros, Jonnathan Jesús Rosero Topón y William Armando Mendoza Yaguachi, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría y ha sido realizado de acuerdo a los reglamentos de propiedad intelectual y acorde a las exigencias propias de la Universidad Politécnica Salesiana según la normatividad institucional vigente.

Para la resolución de este trabajo hemos consultado las referencias bibliográficas que se encuentran descritas en este documento.

Jonnathan Jesús Rosero Topón

William Armando Mendoza Yaguachi

Agradecimientos

*Agradezco a Dios por la vida,
la salud y la fortaleza que me
ha dado, a mis padres porque me
inculcaron valores morales y
tenacidad, a mi hermana y a toda
mi familia quienes me dieron ánimo
para seguir adelante y luchar
por conseguir un sueño.*

*A mis profesores quienes guiaron
en mí el conocimiento necesario
y a todas las personas encargadas
del proyecto de investigación de
la Universidad Politécnica Salesiana
quienes nos ayudaron a concluir
dicho trabajo.*

Jonnathan Rosero

Agradecimientos

*Agradezco a todos los docentes que ayudaron
a la elaboración de este proyecto,
al Ing. Esteban Inga por su comprensión,
ayuda y colaboración.*

*Un agradecimiento especial al Ing. Fernando
Guarderas, por transmitirnos sus conocimientos,
su amable atención y paciencia*

William Mendoza

Dedicatoria

*A Dios y a mis padres que siempre
me apoyaron en los momentos difíciles
y alegres para culminar un paso más
en mi vida.*

*De igual manera lo dedico a toda mi
familia, a mi hermano Alex, a Henry
que fue siempre mi ángel guardián y
a mi hermana Nataly.*

Jonnathan Rosero

Dedicatoria

*Dedicado al verdadero
apoyo que son mis Padres
Ramiro y Mercedes.*

*A mis hermanos y a
toda mi familia*

William Mendoza

Índice General

Índice General	iv
Lista de Figuras	ix
Lista de Tablas	x
Lista de Términos	xi
Resumen	xvi
1. Sistemas de Protección en Subestaciones de Distribución	1
1.1. Subestaciones de Distribución	1
1.1.1. Importancia de las Subestaciones de Distribución	3
1.1.2. Problemas en las Subestaciones de Distribución	3
1.2. Protecciones Eléctricas	4
1.2.1. Conceptos de Protección	5
1.2.2. Objetivos Principales de un Sistema de Protección	5
1.2.3. Características de los Sistemas de Protección	6
1.2.3.1. Rapidez	6
1.2.3.2. Fiabilidad	6
1.2.3.3. Sensibilidad	7
1.2.3.4. Selectividad	7
1.2.3.5. Automaticidad	7
1.2.4. Tipos de Protecciones	8
1.2.4.1. Relé Principal	8
1.2.4.2. Relé de Respaldo	9
1.2.5. Clasificación de los Sistemas de Protección	10
1.2.5.1. Respecto a su Función Principal	10
1.2.5.2. Por sus Características Constructivas	11
1.2.5.3. Por la magnitud eléctrica que controlan	12
1.2.5.4. Por la velocidad de operación	12
1.2.6. Componentes de un Sistema de Protecciones	13
1.2.7. Fallas en Subestaciones y Redes Eléctricas	14
1.2.8. Idea de un Diseño de Protección	15
1.3. Dispositivos Electrónicos Inteligentes	16
1.3.1. Funciones de los IEDs	17
1.3.2. Características de los IEDs	19
1.3.2.1. Medida	19
1.3.2.2. Monitoreo	19
1.3.2.3. Control	19
1.3.2.4. Comunicación	20
1.3.3. Beneficios de los IEDs	20

1.3.3.1.	Económico	20
1.3.3.2.	Ahorro de Tiempo	20
1.3.3.3.	Reducción de la mano de obra	21
1.3.4.	Ventajas de los IEDs	21
1.3.5.	SCADA	21
1.3.5.1.	Sistema SCADA en Subestaciones Eléctricas	23
1.4.	Modelo OSI y TCP/IP	24
1.4.1.	Topología de Redes	24
1.4.2.	Modelo OSI	26
1.4.2.1.	Funciones de las Capas del modelo OSI	27
1.4.3.	Modelo TCP/IP	29
1.4.3.1.	Funciones de las capas del modelo TCP/IP	30
1.4.4.	Diferencias Similitudes de los modelos TCP/IP y OSI	31
2.	Protocolos de Comunicación	32
2.1.	Arquitecturas y protocolos de comunicación en sistemas de distribución	32
2.1.1.	Estándares Básicos	34
2.1.1.1.	RS-232	34
2.1.1.2.	RS-485	36
2.1.2.	Protocolos de Comunicación usados en Subestaciones Eléctricas	37
2.1.2.1.	Modbus	39
2.1.2.2.	LON	41
2.1.2.3.	Modbus Plus (+)	42
2.1.2.4.	Profibus	43
2.1.2.5.	DNP 3.0	45
2.1.2.6.	SPA-BUS	49
2.1.2.7.	FIP	50
2.1.2.8.	UCA 2.0	53
2.2.	Medios de comunicación en subestaciones	58
2.2.1.	Medios de comunicación por cable	59
2.2.1.1.	Par Trenzado	59
2.2.1.2.	Cable Coaxial	60
2.2.1.3.	PLC (Portador de Energía de Línea)	61
2.2.2.	Medios de comunicación por fibra óptica	62
2.2.3.	Medios de comunicación vía radio	64
2.2.3.1.	Microondas Digitales	65
2.2.3.2.	MAS Radio	65
2.2.3.3.	Sistemas por satélite	66
2.2.3.4.	Sistema de mensajes cortos	67
2.2.3.5.	Radio de espectro ensanchado y LAN inalámbricas	67
2.2.3.6.	Interoperabilidad Mundial para Acceso por Microondas	68
2.3.	Componentes de las Redes de Comunicación	69
2.3.1.	Clasificación Geográfica de Redes	69
2.3.2.	Red de Área Local	70

2.3.2.1.	Estándares de LAN	71
2.3.3.	Red de Área Metropolitana	74
2.3.4.	Red de Área Amplia	75
2.4.	Módulos de comunicación en los IEDs	77
3.	Implementación del medio de comunicación industrial	80
3.1.	Protocolos de comunicación de interoperabilidad	80
3.1.1.	IEC 61850	82
3.1.2.	Norma IEC 60870-5	93
3.1.2.1.	Norma IEC 60870-5-101	94
3.1.2.2.	Norma IEC 60870-5-102	95
3.1.2.3.	Norma IEC 60870-5-103	95
3.1.2.4.	Norma IEC 60870-5-104	95
3.2.	Sistemas SCADA en las Empresas de Distribución del Ecuador . .	96
3.2.1.	SCADA/EMS	97
3.2.2.	SCADA/DMS	99
3.2.3.	SCADA/OMS	101
3.2.3.1.	Factores en el Sistema SCADA/OMS	101
3.2.4.	Sistema SCADA en la Empresa Eléctrica Quito S.A.	103
3.3.	Diseño de Sistema SCADA con IED Siemens 7UT612	110
3.3.1.	Configuración del IED 7UT612 con DIGSI Versión 4.83 . .	111
3.4.	Configuración del Gateway NT 50 DP-RS con SYCON.net	117
3.5.	Configuración del Gateway SYNC2000 con EasyConnect	129
3.6.	Configuración del Software Axon Builder	141
4.	Análisis de Resultados	151
4.1.	Análisis de sistemas de comunicación y supervisión	151
4.2.	Resultado del diseño en telemando y telecontrol para IEDs	154
4.2.1.	Resultados en Variables Eléctricas	160
4.2.2.	Resultados del IED Siemens 7UT612	163
4.3.	Análisis Económico	166
4.3.1.	Gastos de Equipos	167
4.3.2.	Ingresos	167
4.3.3.	Depreciación	167
4.3.4.	Costos generales del proyecto	168
4.3.5.	VAN (Valor Actual Neto)	168
4.3.6.	TIR (Tasa Interna de Retorno)	169
4.3.7.	Relación Beneficio/Costo	170
4.4.	Parámetros técnicos de la comunicación	171
	Conclusiones	175
	Recomendaciones	177
	Lista de Referencias	185
	Anexo A	186

Anexo B	187
Anexo C	205

Índice de Figuras

1.1. Subestación eléctrica con protecciones de potencia como seccionadores y disyuntores	4
1.2. Diagrama unifilar de un sistema indicando sus zonas de protección	9
1.3. Componentes de un Sistema de Protecciones	13
1.4. Dispositivo Electrónico Inteligente IED	18
1.5. Arquitectura de un sistema SCADA	22
1.6. Control de SCADA a diferentes dispositivos de Subestaciones Eléctricas	23
1.7. Diferentes Topologías en Redes	26
1.8. Modelo OSI por capas	27
1.9. Modelo TCP/IP por capas	30
1.10. Estructura del modelo por capas y similitud en sus protocolos de las arquitecturas OSI y TCP/IP	31
2.1. Situación actual de los protocolos en subestaciones eléctricas a nivel mundial	38
2.2. Comunicación LonTalk	42
2.3. Estructura de SCADA del protocolo DNP 3.0	45
2.4. Comparación de Modelos OSI y EPA	46
2.5. Topologías o Formas de Conexión del Protocolo DNP 3.0	49
2.6. Conexión de fibra óptica con protocolo SPA BUS	50
2.7. Capas del Protocolo FIP	51
2.8. Modelo Productor-Consumidor del Protocolo FIP	53
2.9. Integración de las Empresas de Servicios UCA 2.0	55
2.10. Arquitectura UCA 2.0	55
2.11. Modelo de Servicios de Aplicaciones Comunes UCA 2.0 (CASM)	57
2.12. Objetos genéricos orientados para equipos de subestaciones IEDs	58
2.13. Cable de Pares trenzados	60
2.14. Partes de un cable coaxial	60
2.15. Diagrama de PLC	61
2.16. Partes de la fibra óptica	62
2.17. Comparación entre fibra Monomodo y Multimodo	63
2.18. Sistema de fibra óptica en la EEQ	64
2.19. Sistema radio frecuencia WLAN	68
2.20. Topología de una red LAN	74
2.21. Topología de una red LAN	75
2.22. <i>Topología de POTS con Red WAN</i>	76
2.23. Diferentes módulos de comunicación en IEDs Siemens	78
3.1. Modelo de referencia para el flujo de información en el proceso de configuración	85
3.2. Tipos de archivos SCL	87

3.3. Ejemplo de una Topología de una Subestación automatizada según IEC 61850-7-1	88
3.4. Ejemplo de una composición de IED	89
3.5. Interface dentro y entre los dispositivos	90
3.6. Automatización de Subestaciones SAS	92
3.7. Ejemplo para el uso del enlace serial unidireccional multipunto y punto a punto	93
3.8. Modelo de SCADA de la E.E.Q.	96
3.9. Estructuras de funciones de SCADA/EMS	98
3.10. Estructuras de funciones de SCADA/DMS	100
3.11. Estructuras de funciones de SCADA/OMS	102
3.12. Estructuras de funciones de SCADA en el SEP	103
3.13. Estructuras de funciones de SCADA en el SEP en los siguientes años	103
3.14. Niveles jerárquicos del SCADA de la Empresa Eléctrica Quito . . .	105
3.15. Estructura del concentrador de Datos	105
3.16. Arquitectura SCADA Empresa Eléctrica Quito	107
3.17. Arquitectura SCADA Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR .	108
3.18. Arquitectura SCADA SIGDE	109
3.19. Diagrama en Bloques del sistema SCADA	111
3.20. Creación de Nuevo Proyecto	112
3.21. Insertar nuevo dispositivo SIPROTEC	112
3.22. Elegir el Tipo de dispositivo según el Firmware	113
3.23. Código MLFB	114
3.24. Abrir Objeto SIPROTEC	114
3.25. Interfaz de enlace PC → Equipo	115
3.26. Transmisión de Datos con datos de equipo	116
3.27. Selección de Funciones Online	116
3.28. Archivo GSD en Parámetros de Interfaz	117
3.29. Interfaz IED ↔ NT 50 DP-RS ↔ Sync 2000	118
3.30. Software SYCON.net	118
3.31. Interfaz de usuario del Software SYCON.net	119
3.32. Interfaz Ethernet Device Configuration	119
3.33. Ethernet Device Configuration	120
3.34. Dirección IP de la PC	120
3.35. Selección del Dispositivo NT 50 XX-XX	121
3.36. Enlace de Configuración NT 50 XX-XX	122
3.37. Establecer la dirección IP del equipo en SYCON.net	122
3.38. Buscar el dispositivo mediante SYCON.net	123
3.39. Selección de Protocolos del Gateway	123
3.40. Descarga del Firmware al Gateway	124
3.41. Selección del archivo GSD	124
3.42. Catálogo con Dispositivos SIPROTEC DP-Modul	125
3.43. Red entre Gateway (Profibus Master) e IED 7UT612 (Profibus Esclavo)	126
3.44. Mapeo de señales entre Profibus DP y Modbus RTU en el Gateway	126
3.45. Estado del Dispositivo y de la Red	127

3.46. Parámetros de Comunicación y Dirección de Profibus-Master y de Modbus-RTU	128
3.47. Estado de Master y Esclavo en el Gateway	129
3.48. Interfaz del Software EasyConnect	129
3.49. Añadir nuevo dispositivo	130
3.50. Características del nuevo dispositivo	130
3.51. Elección de Protocolos Maestros y Esclavos	131
3.52. Configuración del canal para el protocolo Modbus RTU	131
3.53. Añadir nueva estación sobre el protocolo Modbus RTU	131
3.54. Parámetros del Nodo sobre el protocolo Modbus	132
3.55. Creación del perfil para el protocolo Modbus	132
3.56. Creación de Salidas Digitales	133
3.57. Creación de Entradas Análogas	133
3.58. Todas las variables para Modbus RTU	134
3.59. Configuración del Protocolo IEC 104	134
3.60. Parámetros del Protocolo IEC 104	135
3.61. Parámetros de estación del Protocolo IEC 104	135
3.62. Mapeo del Protocolo IEC 104 y el Protocolo Modbus RTU	136
3.63. Crear nuevo protocolo DNP TCP Master	137
3.64. Parámetros de comunicación del protocolo DNP TCP Master	137
3.65. Parámetros de estación protocolo DNP TCP Master	137
3.66. Variables para el protocolo DNP TCP Master	138
3.67. Salidas Digitales para el protocolo DNP TCP Master	139
3.68. Entradas Analógicas para el protocolo DNP TCP Master	139
3.69. Mapeo de señales del protocolo DNP y IEC 104	140
3.70. Enlace para la creación de la Base de Datos	142
3.71. Creación de la Base de Datos en Axon Database Service	142
3.72. Configuración de la Conexión a SQL Server y modo de autenticación con el Servidor	143
3.73. Ruta de acceso para la configuración de la conexión a la Base de Datos	143
3.74. Elementos de System.Data.SqlClient	144
3.75. Configuración de la seguridad de la conexión a la Base de Datos	144
3.76. Mensaje de Conexión Exitosa a la Base de Datos	145
3.77. Acceso al Explorador de la Base de Datos	145
3.78. Vista de la estructura de la Base de Datos	146
3.79. Acceso a una nueva conexión IEC104	146
3.80. Configuración de la conexión IEC104 con el equipo remoto en Axon Builder	150
4.1. Diseño General del Proyecto	155
4.2. Matriz de entradas y salidas	156
4.3. Señales disponibles en Profibus y Modbus	156
4.4. Señales mapeadas entre Profibus y Modbus	158
4.5. Señales mapeadas entre Modbus y IEC 104	158
4.6. Señales discretas en IEC 104 para el SCADA	159
4.7. Señales que se encuentran comunicando en el SCADA	159

4.8. Diseño del mímico en Axon Builder	160
4.9. Log de eventos en tiempo real del SYNC2000	161
4.10. Valores de Corriente y Voltaje en ABB Simulator	162
4.11. Valores de Corriente y Voltaje en mímico del SCADA para IED ABB	163
4.12. Valores de Corriente y Voltaje en LOG de Eventos del IED ABB .	163
4.13. Código MLFB IED 7UT612	164
4.14. Firmware IED 7UT612	164
4.15. Modulo de Comunicación y Protocolo del IED 7UT612	165
4.16. Estado del IED y dirección del esclavo	165
4.17. Dirección del Maestro Profibus	166
4.18. Corriente y Frecuencia del IED	166
4.19. Condiciones del VAN	169
4.20. Condiciones del TIR	169
4.21. Aplicaciones en Sistemas SCADA de Kalkitech	186
4.22. Pasos para la instalación de Digsí	187
4.23. Pasos para la instalación de Digsí	187
4.24. Pasos para la instalación de Digsí	188
4.25. Pasos para la instalación de Digsí	188
4.26. Pasos para la instalación de Digsí	188
4.27. Pasos para la instalación de Digsí	189
4.28. Pasos para la instalación de Digsí	189
4.29. Pasos para la instalación de Digsí	189
4.30. Pasos para la instalación de Digsí	190
4.31. Pasos para la instalación de Digsí	190
4.32. Pasos para la instalación de Digsí	190
4.33. Pasos para la instalación de Digsí	191
4.34. Pasos para la instalación de Digsí	191
4.35. Pasos para la instalación de Digsí	191
4.36. Pasos para la instalación de Digsí	192
4.37. Pasos para la instalación del Software Easy Connect	192
4.38. Pasos para la instalación del Software Easy Connect	192
4.39. Pasos para la instalación del Software Easy Connect	193
4.40. Pasos para la instalación del Software Easy Connect	193
4.41. Pasos para la instalación del Software Easy Connect	193
4.42. Pasos para la instalación del Software Easy Connect	194
4.43. Pasos para la instalación del Software Easy Connect	194
4.44. Pasos para la instalación del Software SYCON.net	194
4.45. Pasos para la instalación del Software SYCON.net	195
4.46. Pasos para la instalación del Software SYCON.net	195
4.47. Pasos para la instalación del Software SYCON.net	195
4.48. Pasos para la instalación del Software SYCON.net	196
4.49. Pasos para la instalación del Software SYCON.net	196
4.50. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	197
4.51. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	197
4.52. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	197
4.53. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	198
4.54. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	198

4.55. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	198
4.56. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	199
4.57. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	199
4.58. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	199
4.59. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	200
4.60. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	200
4.61. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	200
4.62. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	201
4.63. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	201
4.64. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	201
4.65. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	202
4.66. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	202
4.67. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	203
4.68. Pasos para la instalación del Software Axon Builder	203

Índice de Tablas

1.1. Relés respecto a su función Principal	11
1.2. Relés respecto a su magnitud eléctrica	12
1.3. Relés respecto a su velocidad de operación	13
1.4. Tipos de Topologías	25
2.1. Características eléctricas RS-232	35
2.2. Comparación entre RS-232 y RS-485	37
2.3. Protocolos en las Subestaciones Eléctricas	38
2.4. Características de Redes	70
2.5. Estructura del Enlace Lógico Control LLC	71
2.6. Método de acceso a la capa física	72
3.1. Partes de la Norma IEC 61850 ed. 2	82
3.2. Detalles de la Calidad de Comunicación IEC 61850-7-3	91
3.3. Sistemas de comunicaciones de las empresas distribuidoras actualmente	110
3.4. Entradas Binarias en el SYNC2000	132
3.5. Salidas Binarias en el SYNC2000	133
3.6. Entradas Analógicas en el SYNC2000	134
3.7. Entradas Binarias en el SYNC2000 mapeadas con IEC 104	136
3.8. Salidas Binarias en el SYNC2000 mapeadas con IEC 104	136
3.9. Medidas en el SYNC2000 mapeadas con IEC 104	136
3.10. Entradas binarias digitales para DNP TCP Master	138
3.11. Salidas binarias digitales para DNP TCP Master	139
3.12. Direcciones del IED ABB virtual DNP	140
3.13. Entradas binarias mapeadas DNP y IEC 104	140
3.14. Salidas binarias mapeadas DNP y IEC 104	140
3.15. Entradas Analógicas mapeadas DNP y IEC 104	141
4.1. Direcciones de las entradas binarias, salidas binarias y medidas que contiene el IED 7UT612	157
4.2. Total de Gastos	167
4.3. Depreciación de equipos	168
4.4. Gastos Administrativos proyectados a tres años	168
4.5. Flujo Total de Ingresos y Egresos	169
4.6. Valores actuales del flujo total	170
4.7. Indicadores Económicos	170
4.8. Relación Beneficio Costo	170
4.9. Parámetros de comunicación Modbus	171
4.10. Parámetros de comunicación IEC 104	172
4.11. Parámetros de comunicación DNP 3	173

Lista de Términos

Acrónimos:

ACSI	Abstract communication service interface
ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Line
ANSI	American National Standards Institute
AMR	Automatic Metering Reading
AMI	Advanced Metering Infrastructure
ATM	Asynchronous Transfer Mode
ARP	Address Resolution Protocol
ASCII	American Standard Code for Information Interchange
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
cid	configured IED description
CSMA/CD	Carrier sense multiple access with collision detection
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
DCE	Data Communications Equipment
DCS	Distributed Control System
DTE	Data terminal equipment
DMS	Distribution Management Systems
DSAP	Destination service access point
EPA	Enhanced Performance Architecture
EBCDIC	Extended Binary Coded Decimal Interchange Code
EMS	Energy Management Systems
EIA	Energy Information Administration
EEQ	Empresa Eléctrica Quito S.A.
EPA	Enhanced Performance Architecture
FIP	Factory Instrumentation Protocol

FMS	Field Message Specific
FTP	File Transfer Protocol
FOCC	Forward Control Channels
FDDI	Fiber Distributed Data Interface
GEO	Órbita Geoestacionaria
GIS	Geographic Information System
GSD	General Station Description
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
HMI	Human Machine Interface
icd	IED capability description
IEDs	Intelligent Electronic Device
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ICCP	Inter-Control Center Communications Protocol
IP	Internet Protocol
ISO	International Organization for Standardization
IETF	Internet Engineering Task Force
ICMP	Internet Control Message Protocol
IBM	International Business Machines
IVR	Interactive Voice Response
ISDN	Integrated Services Digital Network
LAN	Local Access Network
LEO	Low Earth Orbit
LLC	Logic Link Control
LN	Logical Node
LOG	Registro ó Evento
MAC	Media Access Control
MAN	Metropolitan Access Network

MMS	Multimedia Messaging System
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MLFB	Maschinenlesbare Fabrikatebezeichnung (Alemán)
MTU	Master Terminal Unit
OMS	Outage Management Systems
OSI	Open System Interconnection
POTS	Plain Old Telephone Service
PMU	Phasor Measurement Unit
RTU	Remote Telemetry Units
RECC	Reverse Control Channels
SA	Substation Automation
SAS	Sistema de Automatización de Subestaciones
SAP	Service Access Point
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SCL	substation configuration language
SSAP	Source service access point
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SIGDE	Sistema Integrado para la gestión de la Distribución Eléctrica
SmartGrid	Red Inteligente Eléctrica
SMTP	Simple Mail Transfer Protocol
SMS	Short Message Service
ssd	system specification description
scd	substation configuration description
SQL	Structured Query Language
TASE.2	Telecontrol Application Service Element 2
Telnet	TELecommunication NETwork
TCP	Transmission Control Protocol
TPs	Transformadores de Potencial

TCs	Transformadores de Corriente
UDP	User Datagram Protocol
UTP	Unshielded Twisted Pair
VPN	Virtual Private Network
WAN	Wide Area Network
WLAN	Wireless Local Access Network
WiMAX	Worldwide Interoperability for Microwave Access
WiFi	Wireless Fidelity
XCBR	XCBRCircuit Breaker to be tripped
XML	eXtensible Markup Language

Símbolos de Unidades:

A	Amperios
mA	Miliamperios
CA	Corriente Alterna
kV	kilovoltio
kWh	kilovatio hora
f.d.p	Factor de Potencia
f	Frecuencia
W	Vatio
V	Voltaje
Bit	Binary Digit
b/s	Bit por segundo
kb/s	Kilobit por segundo
Mb/s	Megabit por segundo
GB/s	Gigabyte por segundo
kHz	kilohercios
GHz	Gigahercios

s	Segundo
ms	Milisegundo
km	kilómetro
m	Metro

Resumen

La supervisión de datos en tiempo real, así como el monitoreo de elementos de la red eléctrica presenta obstáculos en tiempo de recepción al enviar las señales de alarmas desde cualquier subestación de distribución hasta un centro de telecontrol ya sea por zonificación de la subestación o por que no tienen los requisitos técnicos de telecomunicaciones para así poder implementar y garantizar la información en forma rápida y oportuna.

Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes IEDs que se encuentran en subestaciones de distribución local facilitan la comunicación y la capacidad de monitorear en un tiempo real a diferencia de los relés electromagnéticos.

La evolución de la tecnología en microprocesadores han dado como resultados los IEDs los cuales son relés digitales que cuentan con las funciones de medición, protección, control, comunicación y monitoreo tanto de señales digitales de entrada, señales de salida y magnitudes analógicas como corriente y voltaje. Todas estas funciones ayudan para que la adquisición de datos sea más rápida y a su vez direccionar todas estas señales al sistema SCADA.

Las empresas de distribución actualmente tienen como principal objetivo brindar confiabilidad, eficiencia, calidad de servicio y continuidad de la energía eléctrica al usuario final. Para tener mayor capacidad de respuesta en los equipos de campo se necesita implementar comunicaciones de mando y control, como también protocolos versátiles que ayuden a dar un control más eficaz y mando desde los IEDs.

Con los medios de comunicación se busca mejorar el tiempo de respuesta, tener mayor agilidad en el manejo de los equipos, así se pueden reducir los pro-

blemas que se puedan presentar en las subestaciones de distribución.

Los protocolos de comunicación establecen el lenguaje de comunicación que se va a utilizar entre los distintos componentes de una subestación eléctrica, a veces no todos los equipos cuentan con el mismo protocolo para llevar los datos al SCADA general con lo que se utilizan concentradores de datos o Gateway que capturan todos estos protocolos y los llevan a uno solo como por ejemplo IEC 61850. Los protocolos como la norma IEC 61850 y la IEC 60870 cuentan con una función muy importante que es la interoperabilidad, la cual se encarga de comunicar los datos entre equipos, subestaciones y centros de control.

El estudio tiene como alcance la implementación de varios protocolos para la automatización de subestaciones de distribución como también el diseño de un sistema SCADA para controlar dispositivos electrónicos inteligentes los cuales son el IED SIPROTEC 7UT612 y el IED virtual ABB, mediante un concentrador de datos llamado Gateway NT 50 DP-RS y la aplicación del protocolo IEC 60870-5-104 para la transmisión de datos. El proyecto también abarca el estudio de protocolos normalizados o estandarizados como también protocolos propietarios que son y han sido de gran utilidad para la automatización de subestaciones.

Mediante el método de deducción se logra verificar la transmisión de los valores de las variables eléctricas como corriente y frecuencia sobre el dispositivo que se está protegiendo. Los resultados se verifican con analizadores de protocolos tanto para Modbus RTU y para IEC 104, así también las señales de tráfico en tiempo real que disponen los dos concentradores de datos NT 50 DP-RS y SYNC2000 son analizadas en los resultados. La tele medición de las variables eléctricas se pueden observar en el software Axon Builder como así mismo se puede realizar el telemando y el telecontrol sobre el dispositivo protegido ya que es un IED de protección diferencial de corriente.

CAPÍTULO I

Sistemas de Protección en Subestaciones de Distribución

Las protecciones eléctricas ocupan un lugar primordial en un sistema eléctrico de distribución ya que estas dan la confiabilidad al sistema, las fallas son recurrentes ya sean por reconexión o por descargas atmosféricas y esto trae consecuencias de cortes de suministro de energía ahí entran las protecciones para salvaguardar a las personas y el equipo que se encuentra en la estructura eléctrica. Las subestaciones de distribución son muy importantes para abastecer de energía a los consumidores finales, las cuales deben ser eficientes para un servicio óptimo y de calidad [1].

El avance de la tecnología y los microprocesadores han llevado a que las protecciones eléctricas vayan evolucionando desde electromecánicas hasta las protecciones digitales, estos aparte de proteger a los componentes de la subestación u otro dispositivo son capaces de comunicar, monitorear, controlar y hacer mediciones en tiempo real de lo que está ocurriendo en su entorno.

Los Relés Digitales deben manejar a su vez una comunicación industrial que no es más que la transmisión de datos desde un lugar a otro mediante protocolos de comunicación, ya sea esta de fábrica o normalizada; por ejemplo la DNP3, LonTalk, IEC 870. Los protocolos son esenciales para los procesos de automatización en una subestación eléctrica como también una buena arquitectura de la comunicación que permitirá el intercambio de información entre equipos y el envío de datos de una forma adecuada y con el menor tiempo posible.

1.1. Subestaciones de Distribución

Las subestaciones de distribución han presentado con el paso de los años evoluciones sobre su optimización, como los cambios de su infraestructura, la adquisición de nuevos equipos que brinden mayor seguridad y calidad de energía.

La tecnología actualmente juega un papel importante en la renovación de equipos en subestaciones ya que existen dispositivos digitales electrónicos con los cuales se pueden intercomunicar, es decir se pueden intercambiar información entre ellos [1] [2].

Las principales empresas de distribución actualmente presentan una gran dificultad al momento de entregar la energía eléctrica, esto se debe a causa de problemas técnicos y de operarios que manejan de una forma inadecuada ciertos elementos de las subestaciones.

Hace muchos años el corte de suministro a los clientes de manera continua e inesperada necesitaba un reparo urgente por parte de la empresa distribuidora, pero la solución tomaba cierto tiempo en repararla ya que no se contaba con un acceso rápido y directo al punto de falla. Solamente había una solución rápida y eficaz de ese entonces y era reactivar el flujo de energía de la subestación eléctrica en coordinación con otras subestaciones mediante llamadas telefónicas. Las empresas distribuidoras con mayor reconocimiento a nivel nacional son la EmelNorte S.A., la Regional Centro Sur S.A., Empresa Eléctrica de Ambato S.A. y la Empresa Eléctrica Quito S.A. EEQ

Las Leyes y Normas que se regulan en Ecuador en el campo de la energía eléctrica son severas para la empresa distribuidora por que el no suministrar energía durante un tiempo limitado a los clientes la empresa distribuidora es sancionada por entes reguladores del sector eléctrico [3].

Es por eso que las empresas distribuidoras han ido progresando en su tecnología para no tener dificultades con los reguladores y esto significa el cambio de su infraestructura tanto a nivel de bahía como de control. Disponer de un control remoto facilita en gran medida la lectura de las variables eléctricas y ser más eficaz al momento de actuar ante cualquier falla o inconveniente que se presente.

1.1.1. Importancia de las Subestaciones de Distribución

Las subestaciones de Distribución son tan importantes como las otras partes de un Sistema Eléctrico de Potencia SEP; como son la generación y la transmisión, el abastecimiento de energía a consumidores residenciales, comerciales y grandes consumidores depende en sí de la entrega de la subestación que se encuentre cerca de su zona. La energía que proviene de la transmisión llega a las subestaciones con niveles de tensión diferente a causa de las perdidas por el efecto de joule en grandes distancias de transmisión, los transformadores de la subestación bajan el nivel de voltaje y aumenta la corriente para el uso final de los consumidores y grandes máquinas, cabe destacar de que existe el arreglo delta-estrella en los transformadores de las subestaciones, para evitar la transmisión de armónicos [4].

También una subestación de distribución es importante porque ayuda a coordinar el flujo de energía, es decir, mediante control y monitoreo se puede tomar decisiones de conectar o desconectar inmediatamente el flujo ante cualquier falla presente.

1.1.2. Problemas en las Subestaciones de Distribución

Uno de los problemas que existen en las subestaciones de distribución es el no tener acceso inmediato a los valores de las variables eléctricas, no saber cuánta corriente circula por los Transformadores de Corriente TCs es un inconveniente y para solucionar este problema el personal debe trasladarse hasta el lugar para tomar la lectura, sin duda alguna esto ocasiona pérdida de tiempo.

La integración de subestaciones también ha sido un inconveniente ya que si no se tiene ciertos valores de una manera rápida y oportuna no se podrá tomar decisiones técnicas en otras subestaciones, por ejemplo si existe mala calibración (datos erróneos o alterados) de los Transformadores de Potencial TPs en la subestación eléctrica de distribución, entonces no se podrá conectar o trabajar en otra subestación que dependa de dicha subestación [4].

Otro problema que existe en las subestaciones de distribución es que no se entrega información ciento por ciento veraz al agente controlador de energía, esto significa pérdidas económicas al estado y acarrea sanciones. La información de todos los valores de potencia, voltaje, corriente y frecuencia, deben ser correctos. Es por eso que en la actualidad ciertas empresas distribuidoras emplean protocolos y medios de comunicación para enviar sus datos a un centro de monitoreo bajo regulaciones establecidas por el CONELEC.

1.2. Protecciones Eléctricas

La confiabilidad y la continuidad de servicio eléctrico son garantizadas por las protecciones eléctricas, las cuales deben estar bien calibradas y coordinadas para su buen desempeño en cualquier sistema eléctrico, proporcionando que el usuario final no interrumpa la actividad que esta desarrollando.

Las operaciones en condiciones normales como por ejemplo el consumo de los clientes finales y las condiciones anormales, descargas atmosféricas, errores cometidos por los operadores, no deben afectar al sistema eléctrico. Las protecciones eléctricas tienen por objetivo fundamental reducir las fallas para garantizar la seguridad de las personas y proteger a los equipos de las subestaciones. En la figura 1.1 se indica una subestación con las protecciones de aislamiento [5].



Figura 1.1: *Subestación eléctrica con protecciones de potencia como seccionadores y disyuntores*

Fuente: [1] J. M. Arroyo, *Subestaciones Eléctricas*.

1.2.1. Conceptos de Protección

Las protecciones eléctricas ya sean electromecánicas o digitales son destinados a transmitir señales de apertura a elementos de corte de una instalación eléctrica, las protecciones se activan debido a que las magnitudes de medida sobrepasan el valor que fueron calibradas y así disminuya al máximo los efectos perjudiciales de la perturbación o falla, sea esta de origen interno o externo [6].

Todo sistema eléctrico incluye partes que son creadas e instaladas por el hombre y son susceptibles de falla. Por lo que las protecciones cumplen una misión fundamental para fines de registro, telemetría, seguridad y control.

Ahora bien para el estudio de protecciones se debe entender cual es la diferencia entre falla y perturbación como se indica a continuación:

- La falla eléctrica es la interrupción de energía ocasionado por cortocircuitos o apertura de conductores.
- La perturbación es el repentino cambio de magnitudes por ejemplo voltaje o corriente cuando el sistema eléctrico se encuentra en estado estable. Una perturbación puede dañar ciertos equipos si se prolonga un tiempo determinado, esto ocasionaría una falla.

Las fallas más comunes son los cortocircuitos, la pérdida de excitación de máquinas sincrónicas. Las perturbaciones más comunes son las sobrecargas, sobre tensiones, las oscilaciones y los desequilibrios. Las Fallas y perturbaciones se clasifican de acuerdo a la duración, forma de la perturbación y espectro de frecuencia (50 ó 60 Hz) como se indica en la norma IEEE 1159 que se refiere a la Supervisión de la Calidad de Energía Eléctrica.

1.2.2. Objetivos Principales de un Sistema de Protección

Las protecciones eléctricas deben garantizar sobre todo la integridad física de las personas frente a las anomalías de un sistema eléctrico de potencia,

pero no solo de garantizar la integridad física, sino que también evitan el desperfecto de los componentes del circuito eléctrico debido a las anormalidades como por ejemplo reconexión de líneas. Otro objetivo fundamental de un Sistema de Protección es disminuir el trabajo en térmicos, dieléctricos y mecánicos que pertenecen al conjunto eléctrico.

Por último la calidad de energía es esencial para brindar un excelente servicio por eso otro objetivo fundamental es la estabilidad y la continuidad del servicio eléctrico como también proteger las instalaciones que están en su entorno reduciendo las tensiones inducidas en estas.

1.2.3. Características de los Sistemas de Protección

Las propiedades de un sistema de protecciones se enfocan en la operación en condiciones de anormalidad siendo las principales las que citaremos a continuación:

1.2.3.1. Rapidez

Entre las características principales de los relés se encuentra que deben operar en el mínimo tiempo posible. Esta ha sido una de las propiedades que ha contribuido al desarrollo de la protección por medio de los relés, lograr una coordinación perfecta en el menor tiempo para realizar diferentes trabajos como por ejemplo la apertura y cierre de disyuntores. Una protección que actúe lo mas rápido posible ayudará a que no exista problemas en equipos de patio e incluso en los propios equipos del cuarto de máquinas [4].

1.2.3.2. Fiabilidad

La confiabilidad en la operación de un relé, es otra de las características más importantes, ya que no se puede permitir que este deje de trabajar en un momento de requerimiento. Entonces es necesario que los relés tengan los suficientes contactos y bobinas, esto implica la buena construcción del aparato como

también sistemas auxiliares de alimentación de corriente continua. Algunos relés y equipos de protección operan en muy pocas ocasiones ya que las fallas no son constantes, sin embargo deben funcionar en el momento en que sea necesario; en cambio, existen otro tipo de protección que lo hacen en forma frecuente por ejemplo un Circuit Breaker (protección 52) y estos necesitan un mantenimiento constante.

1.2.3.3. Sensibilidad

La sensibilidad de un relé permite proteger las instalaciones de equipos sumamente costosos contra cualquier falla que afecte de forma grave su correcto funcionamiento. En otras palabras se quiere decir que el funcionamiento del relé debe ser correcto para el valor mínimo de la perturbación o falla que pueda aparecer en el lugar del fallo [4].

1.2.3.4. Selectividad

La selectividad es la característica que reconoce las fallas que impiden la operación y el correcto funcionamiento del sistema. Las características y los valores de funcionamiento de los relés deben elegirse de manera que aun para las condiciones más desfavorables solamente quede desconectada la parte de la red o de la máquina afectada.

1.2.3.5. Automaticidad

Cada vez los sistemas eléctricos son más complejos y por lo tanto se hace más difícil la localización de las fallas ya que una perturbación en un punto repercute en todos los demás, mas aun el personal más especializado se ve incapaz de realizar cualquier maniobra. En muchos casos es posible localizar el punto de falla en el tiempo más rápido posible pero hay veces que toma un tiempo que es más de lo previsto, es por eso que los relés de protección deberían ser automáticos, es decir, que su funcionamiento y operación se haga sin intervención de personal continuamente y siendo estos capaces de estabilizar el sistema.

1.2.4. Tipos de Protecciones

Cuando una falla se presenta en un sistema de potencia los relés como objetivo principal tienen la función de despejar dicha falla, pero siempre existen probabilidades de que el relé no funcione en ese instante, es por eso que actúa otro relé en un tiempo mínimo de operación. A estos relés se los clasifica como principal y de respaldo [2] [6] [7].

1.2.4.1. Relé Principal

Las protecciones como función tienen la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia, es decir si sucede algún problema como puede ser sobre corriente, corto circuito, sobre voltaje, los relés actúan enseguida ante cualquier evento que pueda suceder. Por ejemplo una protección 52 (disyuntor o interruptor en CA) es la que abre un dispositivo importante del sistema.

Para poder garantizar el funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia, este se divide en zonas en torno a cada dispositivo significativo como se muestra en la figura 1.2. A continuación esta representa protecciones principales las que deben actuar en cada zona pero conforme se abre alguna zona otras quedan en operación haciendo que el sistema sea fiable ante fallas [4].

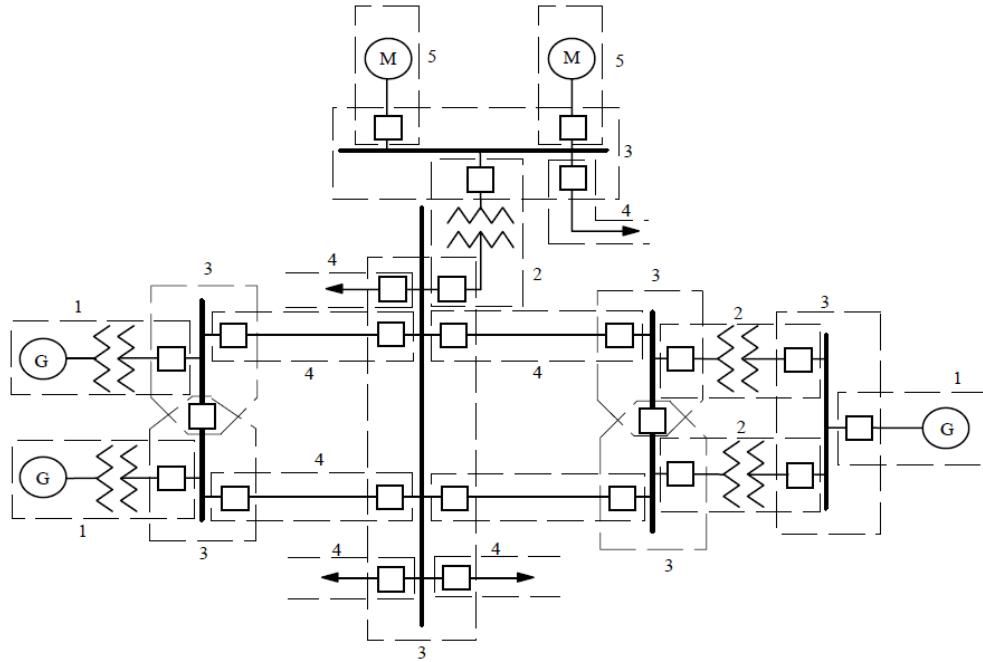


Figura 1.2: *Diagrama unifilar de un sistema indicando sus zonas de protección*
Fuente: [4] C. Mason, *The art and science of protective relaying*.

Los elementos que forman parte del SEP a son el Generador o unidad generador-transformador que no es mas que la parte de un sistema eléctrico de potencia que valga la redundancia “genera” mediante el cambio de energía mecánica a eléctrica. Los Transformadores son el corazón de las subestaciones y estos son capaces de cambiar el nivel de voltaje a otro sea mayor o menor. Las subestaciones cuentan con más elementos como son las barras que son nodos que soportan una gran cantidad de corriente y estos a su vez se conectan a líneas de transmisión o distribución para repartir carga a otras zonas.

1.2.4.2. Relé de Respaldo

La protección de respaldo se emplea solamente para la protección contra cortocircuitos. Cuando en dichas zonas las protecciones principales no funcionan debido a un mantenimiento en ellas, daño en las mismas o no actúan de forma adecuada, inmediatamente deben entrar la protección de respaldo para que la anomalía no se siga propagando por el sistema. El relé de respaldo puede ser local o remoto como se da a conocer a continuación [6] [4].

- **Respaldo Local:** Se la conoce también como un sistema duplicado de

protección local. Esta puede estar en una zona protegida por ejemplo un relé de tiempo.

- **Respaldo Remoto:** Esta protección esta ubicada en otro punto del SEP por ejemplo en una zona de operación.

Es el que debe actuar en primera instancia cuando se presenta el daño, es el primero en defender al sistema en una posible propagación de la falla.

1.2.5. Clasificación de los Sistemas de Protección

Es muy importante tener en cuenta como se desglosa las protecciones eléctricas para un mejor entendimiento en su estudio y campo de aplicación. Estos se clasifican de acuerdo a varias características, las más comunes son de acuerdo a su funcionamiento, a su construcción, a la magnitud de las variables eléctricas y a su velocidad.

1.2.5.1. Respecto a su Función Principal

Estos relés se clasifican de acuerdo a funciones de protección, programables, controladores de variables eléctricas y auxiliares como se muestra en la tabla 1.1.

Tipo de Protección	Función
Relés de Protección	Estas protecciones pueden dar la apertura de disyuntores debido a condiciones peligrosas en el sistema, por ejemplo la protección 52
Relés de Monitoreo	Estos verifican las condiciones del sistema eléctrico de potencia por ejemplo el relé 25 y 47 que son comprobadores de sincronismo y de secuencia de fase respectivamente.
Relés Programables	Estos relés detectan secuencias eléctricas, como por ejemplo el 79 y 82.
Relés Reguladores	Estos relés intervienen cuando las medidas de voltaje, corriente, exceden el valor fijado, por ejemplo el 27
Relés Auxiliares	Dichos relés actúan a la apertura o cierre de un circuito por ejemplo temporizadores como es el 62.

Tabla 1.1: *Relés respecto a su función Principal*
Fuente: [8] H. Mendiavelso, *Protecciones de Relés*.

1.2.5.2. Por sus Características Constructivas

Uno de ellos son los relés electromagnéticos, estos se basan en una fuerza de atracción magnética ejercida entre piezas de material magnético. Esta fuerza mueve una pieza móvil en el sentido de disminución de la reluctancia del circuito magnético. Una ventaja de este tipo de relé es la robustez, la simplicidad y lo económico.

Los relés de inducción, se basan en el mismo principio de un contador eléctrico. El funcionamiento de los relés electrodinámicos se refiere a la acción de una bobina fija sobre una bobina móvil, incluyen también un circuito magnético de hierro u otro material magnético y en ese caso se denominan relés ferrodinámicos [6].

Este tipo de relés es más robusto que los anteriores como lo son los relés electrónicos, su funcionamiento parte a partir de dispositivos electrónicos semicon-

ductores tales como diodos, tiristores, transistores, filtros. Los relés electrónicos tienen una gran ventaja sobre los relés de inducción y los relés electromagnéticos como es la comunicación, la lectura de variables eléctricas en un display y el acceso remoto a la información.

1.2.5.3. Por la magnitud eléctrica que controlan

Estos tipos de relés se clasifican de acuerdo a las magnitudes eléctricas como son corriente, voltaje, potencia y frecuencia. Sus características se muestran en la tabla 1.2.

Magnitud Eléctrica	Función
De corriente	La corriente eléctrica es el factor que interviene para que actúe el relé.
De Tensión	También conocidos como relés voltimétricos y estos actúan por las variaciones de voltaje al que esta sometido el relé.
Diferenciales	Cuando la diferencia de dos o mas magnitudes eléctricas del mismo tipo (Corriente eléctrica) sobrepasa un valor fijado. Ejemplo 87P.
De frecuencia	Actúan cuando la frecuencia se aparta de los valores ajustados. Ej: Relé 81

Tabla 1.2: *Relés respecto a su magnitud eléctrica*
Fuente: [8] H. Mendiavelso, *Protecciones de Relés*.

1.2.5.4. Por la velocidad de operación

Se clasifican de acuerdo a la velocidad de repuesta en operación desde ciclos hasta milisegundos (ms), como se muestra en la tabla 1.3

Los TPs trabajan bajo Normas ANSI e IEC tal como se muestran a continuación:

- IEC = 100, 110, $100/\sqrt{3}$, $110/\sqrt{3}$, 115, $115/\sqrt{3}$
- ANSI = 120 y $120/\sqrt{3}$ para transformadores menores de 25 kV y 115 V, respectivamente y $115/\sqrt{3}$ para los mayores de 34 kV.

Los TPs trabajan también bajo Normas ANSI y de la IEC tal como se muestran a continuación:

- IEC = 10 - 12.5 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 y sus múltiplos decimales.
 - ANSI = 10 - 15 - 25 - 40 - 50 - 75 - 100 - 200 - 300 - 400 - 600 - 800 - 1200 - 1500 - 2000 - 3000 - 4000 - 5000 - 6000 8000 - 12000 A.
- Relés de Protección.- Los relés eléctricos son dispositivos que reciben señales de los transformadores de corriente o potencial cuando las magnitudes sobrepasan el valor al cual están prefijados discriminado entre una condición normal y anormal del circuito que protegen reciben señales, que pueden ser, por ejemplo una sobrecorriente que hace cerrar el contacto perteneciente a un circuito diferente, el cual se utiliza para abrir un interruptor colocado a la entrada de la línea.
- Interruptor de Potencia.- Los disyuntores son capaces de aislar o desconectar los equipos ya sea en condición de operación o de inactividad, debemos tener en cuenta que estos dispositivos los podemos abrir con carga ya que cuentan con propiedades específicas como son el aceite o el SF_6 para romper el arco eléctrico.

1.2.7. Fallas en Subestaciones y Redes Eléctricas

Algunas de las fallas que en un momento dado pueden aparecer en las subestaciones y las redes eléctricas son:

- La puesta a tierra intempestiva, su mala colocación produce una falla en el aislamiento.
- El exceso de carga conectada a la línea ocasiona daños con repercusión en transformadores y generadores que han de trabajar en condiciones anormales de temperatura, es decir, en sobrecarga.
- Factores humanos como: apertura de un seccionador bajo carga, falsas maniobras en máquinas, maniobras descoordinadas respecto al orden de realización, desconocer las normas de seguridad.
- Destrucciones mecánicas, embalamiento de máquinas, caídas de árboles en las líneas aéreas. Fallas que están fuera del acceso humano.
- Descargas atmosféricas y sobre tensiones interiores que provenientes de maniobras mal ejecutadas.
- Influencias de animales: Roedores que corroen cables (dañan), aves que producen cortocircuitos entre barras, pájaros que provocan cortos en líneas aéreas.

1.2.8. Idea de un Diseño de Protección

Lo que se busca primordialmente en un sistema de protección es darle al sistema de potencia defensas contra cualquier anomalía por lo cual es necesario aislar rápidamente el área afectada sin discontinuar el servicio del resto del sistema. Varios puntos se manejan al momento de hacer un diseño de protección [4] [6].

- Minimizar el daño en la parte afectada.
- Prever lesiones al personal de operación.
- Minimizar el efecto en el sistema por ello se debe cumplir una buena sensibilidad, rapidez, selectividad, eficiencia, efectividad frente a la falla.
- Disminuir el daño cuando ocurre la falla, ya que esto implica:

- Costo de la reparación del daño, probabilidad de que la falla pueda propagarse y ocasionar un apagón total, el lucro cesante cuando el equipo se encuentre fuera de servicio.
- Ayudar a reducir la cantidad de equipo de reserva requerido.
- Permitir el uso más completo de la capacidad del sistema.

1.3. Dispositivos Electrónicos Inteligentes

La automatización de las subestaciones ha sido un gran desafío con el paso de los años, el uso de nueva tecnología ha ayudado en el avance de este proceso. Automatizar engloba varias características y una de ellas es el tener un control a distancia cosa que aun en ciertas subestaciones no existe, poder tener un rápido diagnóstico era imposible hace varios años ya que la lectura de variables eléctricas se las debía obtener de forma local [10] [11] [12].

El gran avance de los microprocesadores ha ayudado a que se desarrollen nuevos dispositivos más versátiles, flexibles y de fácil operación con características sorprendentes sobre los dispositivos electromecánicos. Estos dispositivos disponen de almacenamiento de variables, lectura en displays, autoprotección, módulos de comunicación, ayudan a mejorar la calidad de energía e incluso pueden integrar varias protecciones en un solo equipo. Estos equipos se denominan Dispositivos Electrónicos Inteligentes IEDs. [13] [14] [10]

Los IEDs son relés de protección que cuentan con una gran diferencia ante los electromecánicos y es que son digitales, cumplen funciones más confiables y de mayor precisión, ayudan a la mejora de la calidad de energía desde la generación hasta el consumidor final.

La gran capacidad de un IED de poder realizar todas las funciones de protección, control, monitoreo, se las puede integrar en un solo sistema. Pero para realizar un completo monitoreo a la red, los IEDs necesitan acoplarse a un solo

lenguaje de comunicación y este lenguaje no es mas que el “Protocolo de Comunicación” unificado para cualquier marca o fabricante [11] [12] [13].

Con el paso de los años la integración de las subestaciones ha sido la gran meta y con el tiempo se han presentando dificultades. Uno de esos inconvenientes era por ejemplo que al momento de adquirir equipos de protección digitales como los IEDs se tenía que realizar la compra a un solo fabricante, tanto equipos de patio como equipos de la casa de control [11].

Los institutos de estandarización y los fabricantes han venido trabajando para lograr un propósito en común y es de lograr un protocolo de comunicación “universal”, un lenguaje único de comunicación. No todos los IEDs que existen en el mercado eléctrico soportan un lenguaje universal, sino que existen un sin número de protocolos con características diferentes.

1.3.1. Funciones de los IEDs

La función básica de un IED es idéntica a la que cumple un relé electromecánico y esta es el de proteger la red o el sistema ante cualquier falla o perturbación. Hasta ahí se cumple el mismo propósito, pero el IED también cumple otra función primordial que es el de mando y control. [10]

Las funciones de protección se pueden agrupar, es decir que en algunos los IEDs pueden realizar funciones de dos protecciones por ejemplo 50/51N (Corriente residual calculada o medida por 3 sensores de corriente de fase, protege contra cortocircuitos mediante detección por corrientes circulantes en el neutro), en los relés electromecánicos la protección 50 significaba un relé y la protección 51 significaba otro relé sin duda los IEDs brindan un beneficio económico y un ahorro en espacio.

Los IEDs contienen funciones de mando y control, como también disponen un interfaz de usuario gráfico con que se puede acceder fácilmente a las funciones

de programación del IED, función de bloqueo para acceso remoto y local mediante una llave física, interfaz de comunicación frontal RS-232 para la programación del dispositivo mediante software.

Los IEDs como se muestran en la figura 1.4 consisten en diferentes tipos de sistema de protección de acuerdo con su aplicación o uso. A cada protección será proporcionada por un IED como consta a continuación:

- Sobre / Bajo voltaje
- Sobre corriente
- Armónicos
- Protección diferencial
- Sobre temperatura

Los IEDs también puede proporcionar protección para un dispositivo especial por separado como por ejemplo:

- Generador
- Cortocircuitos
- Transformador
- Disyuntor
- Equipos auxiliares



Figura 1.4: *Dispositivo Electrónico Inteligente IEDs*

Fuente: [15] Siemens, Protección multifuncional con sistema de mando SIPROTEC 4

1.3.2. Características de los IEDs

Como se mencionó anteriormente la comunicación es el aspecto más innovador que tienen los IEDs, para realizar un sistema completo de comunicación se debe saber términos idénticos que se manejan en un sistema grande y robusto, como por ejemplo el control, la adquisición de datos, el monitoreo entre otros como reporte de fallas, eventos y alarmas [12] [13].

1.3.2.1. Medida

Los IEDs registran continuamente parámetros de todas las variables eléctricas como son potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, voltaje corriente, frecuencia, hasta consumo de energía entregada (kWh). Los IEDs también ayudan para manejar los parámetros de día-tarifa, parámetro esencial para la comercialización de la energía [10].

1.3.2.2. Monitoreo

Los IEDs hacen un seguimiento continuo de las diferentes variables eléctricas, por lo general hacen a todas pero los IEDs según su protección se enfocan más en el voltaje de los transformadores de Potencial TPs, en la corriente de transformadores de corriente TCs, en el factor de potencia f.d.p y frecuencia f. Los IEDs puede almacenar estos valores y serán supervisados desde un centro de control.

1.3.2.3. Control

La palabra control tiene diferentes significados, por ejemplo en los IEDs se puede utilizar la palabra control justamente para controlar variables delicadas como son el factor de potencia y el voltaje. Control se puede expresar también como la manipulación del dispositivo IED por parte del operador o desde un lugar remoto ya sea en condiciones normales o condiciones anormales [10].

1.3.2.4. Comunicación

Los IEDs son capaces de comunicarse con múltiples canales a la vez. Por medios de comunicación se envía continuamente datos del sistema eléctrico al servidor o a la base de datos. Los IEDs disponen de módulos de comunicación, pero esto no significa que se puedan comunicar directamente con centros de monitoreo, necesitan protocolos de comunicación estandarizados [10].

1.3.3. Beneficios de los IEDs

Pasar de una tecnología a otra más actualizada traerá beneficios, en el caso de los IEDs la comunicación es el gran beneficio y esto con lleva a que toda red eléctrica se beneficie en varios campos como son:

1.3.3.1. Económico

Los IED pueden operar a una potencia inferior frente a los electromecánicos ya que solo consta de dispositivos electrónicos. Por lo general operan a una potencia menor a 1 W y un voltaje de 125 CC. Entonces los costos de funcionamiento de los IEDs son muy inferiores. El mantenimiento de los IEDS son muchos menores ante los dispositivos electromecánicos, por lo tanto los costos de mantenimiento y operación son menores.

1.3.3.2. Ahorro de Tiempo

Tener un seguimiento continuo de las variables eléctricas en condiciones normales o anormales, el operador empleará menor tiempo tomar las medidas correctivas, de inmediato ante cualquier falla que se presente. Así se puede restablecer más rápido el servicio al igual que disminuir las pérdidas económicas por energía no suministrada todo esto gracias al telecontrol.

1.3.3.3. Reducción de la mano de obra

Operar un IED de forma local hoy por hoy resulta innecesario, controlar y realizar acciones desde un centro de control es el objetivo principal, de esta forma se reduce en gran cantidad la mano de obra para la operación de la subestación. También significa una reducción en lo económico.

1.3.4. Ventajas de los IEDs

Automatizar una subestación brinda varias ventajas como incrementar la confiabilidad de la red eléctrica, gracias a la comunicación se puede acceder a un rápido diagnóstico de la red como a los valores de las variables eléctricas en tiempo real. Ya se mencionó que una ventaja de los IEDs ante los dispositivos electromecánicos es la comunicación, pero otra ventaja importante que resalta es la flexibilidad en las maniobras de operación. A continuación se citan otras ventajas incorporadas en los IEDs [16] [17] [10].

- Los Tiempos de respuesta son más rápidos por los diferentes tipos de comunicación que manejan.
- Mejores herramientas para análisis de fallas, tales como oscilografías (Las oscilografías se lo hace mediante la medición de corriente y voltaje y estas se las refleja en una gráfica mostradas en las pantallas de los IEDs).
- Ahorro de espacio y cableado.
- Incorpora una Interfaz Hombre-Máquina HMI.
- Inclusión de varias funciones anexas como medida, registro, control, auto-chequeo y monitoreo permanente de la protección y el sistema.

1.3.5. SCADA

Automatizar tiene un principio fundamental como es de gobernar la actividad de todos los procesos con un objetivo primordial y es de no intervenir

continuamente la mano humana, es decir, con la mínima intervención de operadores [17] [18].

Hace muchos años se ha desarrollado un sistema que permita supervisar y controlar las distintas variables eléctricas que se encuentran en proceso en las subestaciones eléctricas. Pero un sistema como este necesita de varios elementos como software, dispositivos de entrada y salida, sistemas de comunicación estandarizados, unidades remotas. El control y visualización por parte del operador será amplia, es decir podrá tener acceso a todo el proceso desde un computador [18].

SCADA, es un sistema de control para la automatización de procesos industriales, como los suministros de agua, generación de energía, fabricación de acero, gas y petróleo y tuberías. El sistema SCADA como se muestra en la figura 1.5 ha desarrollado aplicaciones en grandes instalaciones experimentales a gran escala, como los que se utilizan hoy por hoy en centrales nucleares de fusión.

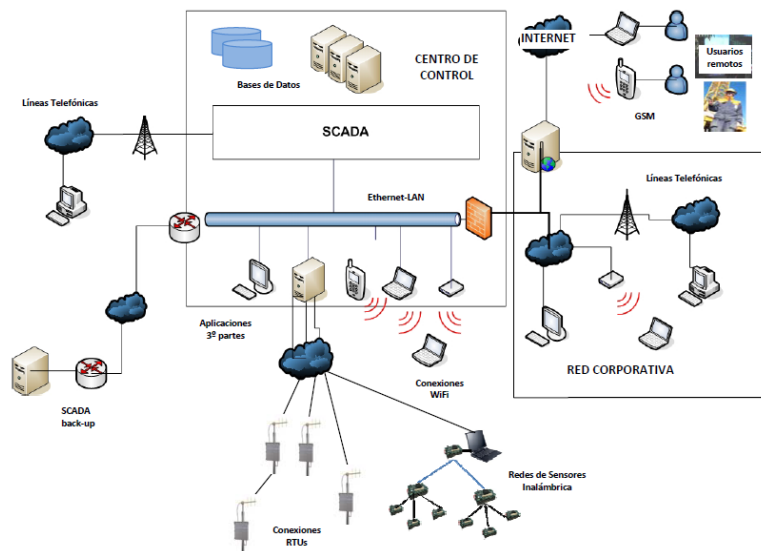


Figura 1.5: *Arquitectura de un sistema SCADA*
Fuente: [19] C. Alcaraz, G. Fernández, *Gestión Segura de Redes SCADA*

1.3.5.1. Sistema SCADA en Subestaciones Eléctricas

El sistema SCADA tiene una Unidad Terminal Maestra MTU que se podría llamarse el “cerebro” del sistema y esta contiene una o más Unidades Terminales Remotas RTU. Las RTUs reúnen los datos localmente y los envía a las MTUs, que emiten las instrucciones adecuadas para que se ejecuten en el lugar de operación, en este caso en la subestación eléctrica. Un sistema SCADA que disponga de un software estándar o personalizado se utiliza para recopilar, interpretar y gestionar los datos, por ejemplo (Axon Builder) [20].

Existen modelos de SCADA de subestaciones que son especiales y se utilizan de otra manera similar a un sistema SCADA. Estos sistemas son generalmente llamados Sistemas de Control Distribuido DCS. Las funciones son las mismas, solamente que se diseñan para pequeñas zonas, no pueden cubrir grandes territorios, Así mismo la comunicación se destaca para estos tipos de sistemas y se lleva a cabo a través de una red de área local, como se indica en la figura 1.6.

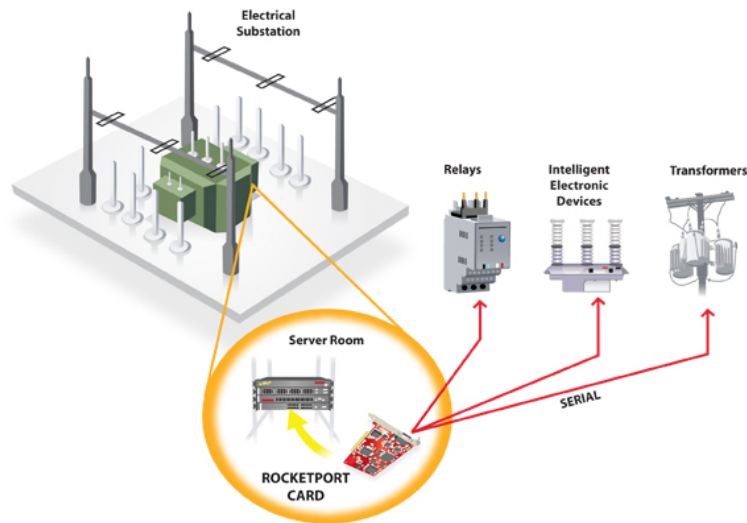


Figura 1.6: Control de Redes mediante Scadas, RTUs y MTU

Fuente: [21] Arthur Pereira Neto, Redes Ethernet en Subestaciones y la Norma Técnica IEC 61850

1.4. Modelo OSI y TCP/IP

Las comunicaciones industriales en si se refieren a un conjunto completo de medios por los cuales se van a comunicar y cómo se van a comunicar. La última interrogante es esencial en el envío y la recepción de los datos, la manera y la forma en que se envía la información y para ello existen los protocolos de comunicación que no es más que la normas o regulaciones de cómo se va a transmitir los datos, porque que medio se los va a transmitir, la velocidad con la que se trasmite, que tipo de red se empleará [22] [23].

En un sistema SCADA existen varios tipos de redes y esto depende de su estructura, por ejemplo en una subestación eléctrica conectar varios IEDs y llevar la información de dichos dispositivos a un servidor o Gateway que se encuentre en la misma subestación, ya forma una red, estas redes forman otra red más grande, es decir, se unen las redes locales de cada subestación hasta llegar a una red más amplia.

1.4.1. Topología de Redes

Las diferentes formas geométricas de conexión se conocen como topología, un ejemplo es una red y no es más que un conjunto de dos o más dispositivos autónomos con la capacidad de interconectare por un medio físico; el enlace es el medio físico por el cual se intercambian datos de un dispositivo a otro. Los enlaces se pueden ver en punto de vista más compacto, más definido como son enlaces según su tipo de conexión [24].

- **Redes de Difusión o multipunto**-Es un tipo es el que se comparten dos o más dispositivos el mismo enlace. Este tipo de redes son capaces de enviar mensajes o datos de un punto o dispositivo, a un resto de dispositivos o multipuntos.
- **Redes punto a punto**- Este tipo de enlace es el que se comparte desde un mismo punto a otro. El usar dispositivos de punto a punto implica que solo

se podrá realizar entre dispositivos pares y de esta manera se podrá realizar un enlace multipunto.

*"La topología es la rama de las matemáticas dedicada al estudio de aquellas propiedades de los cuerpos geométricos"*¹. Las formas físicas de los enlaces es muy importante sobre todos en los IEDs, en el caso de una subestación eléctrica, los IEDs tienen diferente tipo de topología según su protocolo y la marca del fabricante.

Al igual que otros tipos de comunicaciones industriales como son elementos de industria como PLCs, variadores de frecuencia, motores. los IEDs también disponen de tipos de conexión o topología física entre sí en una subestación eléctrica es decir forman formas geométricas físicas para conectarse entre ellos y estos a la vez a un servidor para controlar remotamente dicha subestación eléctrica. La figura 1.7 presenta las topologías más conocidas en subestaciones eléctricas y además se conceptualizan a continuación en la tabla 1.4.

Tipo de Topología	Función
Topología en BUS	Es una configuración en donde una sola línea en forma de tronco empieza a distribuirse a los distintos dispositivos.
Topología en ESTRELLA	Es una configuración en la que todos los dispositivos se conectan a un solo punto o también llamado concentrador.
Topología en ANILLO	La configuración en anillo es la más utilizada en subestaciones y esta se conecta dispositivo a dispositivo es decir en serie.
Topología en MALLA	Es una configuración en la que cada dispositivo se conecta punto a punto, dedicado en cualquier dispositivo es decir puede formar una topología mixta entre las demás topologías.

Tabla 1.4: *Tipos de Topologías*

Fuente: [25] R. B. James Edwards, *Networking Self-Teaching Guide*.

¹A. R. Penin, *Sistemas SCADA*. Barcelona-España: Marcombo Ediciones Técnicas, segunda ed., 2007. Pag 39

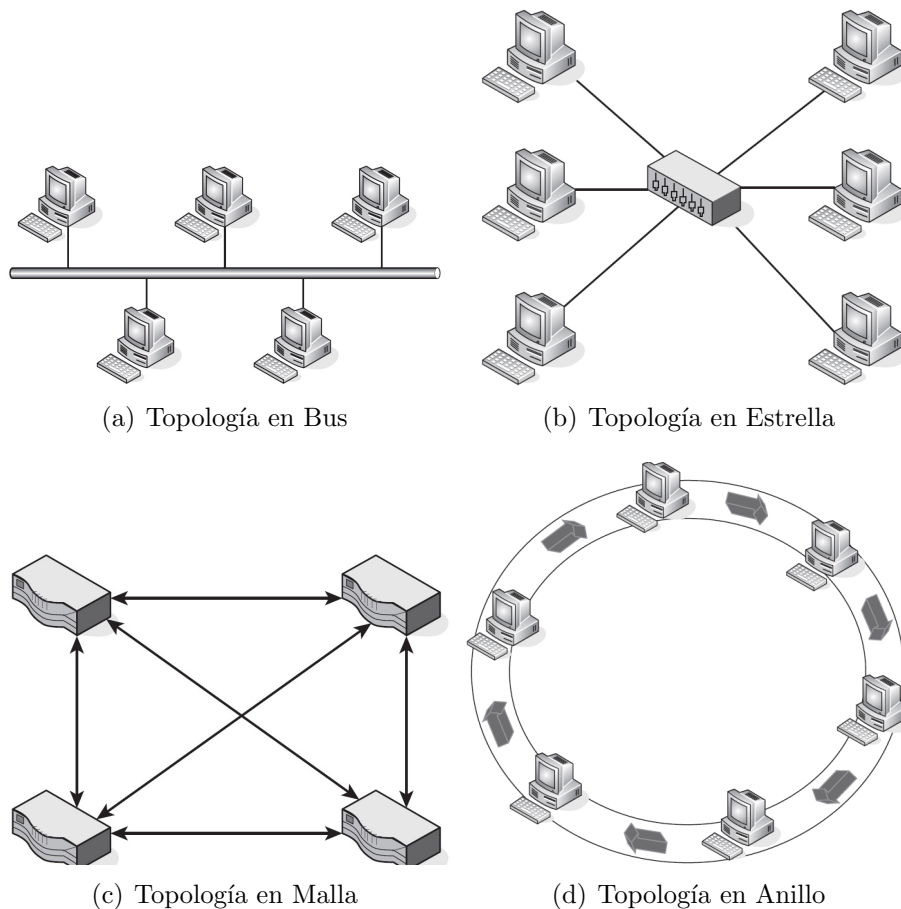


Figura 1.7: *Diferentes Topologías en Redes*
Fuente: [25] R. B. James Edwards, *Networking Self-Teaching Guide*.

1.4.2. Modelo OSI

OSI, es un modelo estandarizado por la Organización Internacional para la estandarización ISO y representa la arquitectura para los sistemas de intercomunicación.

El modelo OSI tiene como finalidad la comunicación de protocolos por capas, las funciones de sus capas se forman de una forma aparejada y de una manera jerárquica es decir que las capas van en orden, no se pueden saltar ya que la información depende una de la otra. El modelo OSI se muestra por capas en la figura 1.8.

Layer 7	Application
Layer 6	Presentation
Layer 5	Session
Layer 4	Transport
Layer 3	Network
Layer 2	Data Link
Layer 1	Physical

Figura 1.8: *Modelo OSI por capas*

Fuente: [25] R. B. James Edwards, *Networking Self-Teaching Guide*.

1.4.2.1. Funciones de las Capas del modelo OSI

Las capas del modelo OSI son 7 y se presentan de mediante la norma (ISO 7498), a continuación se describirá las características de cada capa como son sus unidades y sus funciones.

- **Capa física (capa 1)**- Esta capa está encargada del enlace, es decir, establece la comunicación y transporte de datos, la unidad que maneja para su transmisión es el Bit además en esta capa se especifica los requerimientos eléctricos, mecánicos y de procedimiento.
 - Eléctricos: Especifica la base de tiempo para las señales, los niveles de voltaje apropiados, la impedancia.
 - Mecánicos: Establece las formas de los conectores, tipos de los conectores, la conexión con el medio físico, tipos de conductores.
 - De procedimiento: Establece la transmisión sincrónica y asincrónica, el código de línea, duplex o semiduplex.

- ***Capa de enlace de datos (capa 2)***-Esta Capa es la encargada de dar confiabilidad a la transmisión de nodos adyacentes, sus funciones principales que presentan esta capa es el de empaquetar los datos que se obtiene de su capa inmediatamente superior y agregar datos de errores, datos de tráfico, agrega banderas para comienzos y finales de cada mensaje, es la encargada de empaquetar en bits la trama que se obtiene de la capa física y asegura la sincronía entre computadores.

En esta capa se encuentra un sin número de normas ISO, la unidad de medida de esta capa es la trama.

- ***Capa de Red (capa 3)***- Esta capa es la responsable del establecimiento de conexiones a través de una red real, determinando la combinación apropiada de enlaces individuales que se necesita (función de enrutamiento) y controlando el flujo de mensajes entre nodos. Sus funciones son algunas como direccionar los nodos intermedios en la ruta de los paquetes, ensamblar los mensajes de la capa de transporte en paquetes y desensambla al otro extremo.

En la capa de Red su unidad es el paquete, además establece varias normas ISO en protocolos de enrutamiento.

- ***Capa de Transporte (capa 4)***- Esta encargada de controlar la integridad de un extremo a otro, esto significa que al recibir la información de la capa de red, la capa de transporte verifica que la información está en el orden correcto y revisa si existe información duplicada o extraviada pero si la información se encuentra en desorden esto implica que la capa de transporte corrija errores, (errores comunes que se presentan en redes grandes) [26].

Una capa de transporte es la más alta de términos de comunicación, las capas antes mencionadas no están enfocadas totalmente en la tecnología, lo que más favorece a esta arquitectura es las últimas 3 capas. La capa de transporte es el enlace entre las 3 primeras capas y 3 últimas capas del modelo

- ***Capa de Sesión (capa 5)***- Esta capa se encarga de iniciar, mantener y

terminar la conexión llamada sesión (diálogo entre dispositivos). Las funciones principales que presenta esta capa es de controlar el diálogo entre dispositivos (¿Cómo se transmite?, ¿Cuándo se transmite?, ¿Cuánto tiempo dura la transmisión?), además establece una sincronización en caso de que haya una ruptura en la comunicación. Esta capa también se encarga de transmitir la información de usuario (capa de presentación) en una forma en que la información se encuentre ordenada y verificada.

- **Capa de Presentación (capa 6)**- Esta capa se encarga de codificar de una manera entendible y correcta la información que se obtiene de la capa de sesión. Las funciones que realiza esta capa son la compresión de datos (hace más eficiente el canal de comunicación), encriptación de datos (aplica seguridades para el traslado de la información) y transferencia de datos en formatos de ASCII o EBCDIC.
- **Capa de Aplicación (capa 7)**- Esta capa proporciona los procedimientos precisos que permitan a los usuarios ejecutar los comandos relativos a sus propias aplicaciones, al igual que es la encargada de transferir datos de usuario. Esta capa sirve procesos de aplicación que usa la red, pero no las aplicaciones que interactúan con el usuario [25].

1.4.3. Modelo TCP/IP

El modelo TCP/IP se refiere a un modelo similar al modelo o arquitectura OSI con la diferencia en que el modelo TCP/IP presenta 4 capas a diferencia del modelo OSI que presenta 7 capas. El modelo TCP/IP es una combinación de dos protocolos como son TCP e IP juntos realizan el modelo TCP/IP que hoy por hoy es el protocolo más utilizado en el Internet.

TCP garantiza que los datos se transmiten de punto final a punto final de una manera fiable. TCP opera en las capas de transporte y de sesión del modelo de referencia OSI, mientras que IP desarrolla las funciones de la capa de red del sistema de referencia OSI. El modelo TCP/IP como se muestra en la figura 1.9 es más compacto y a la vez más fácil de entender gracias a la que esta comprimido en

base al modelo OSI, ya conociendo la arquitectura OSI y TCP/IP se podrá acceder al estudio de sistemas SCADA.

Layer 5	Application
Layer 4	Transport
Layer 3	Network
Layer 2	Data Link
Layer 1	Physical

Figura 1.9: *Modelo TCP/IP por capas*
Fuente: [25] R. B. James Edwards, *Networking Self-Teaching Guide*.

1.4.3.1. Funciones de las capas del modelo TCP/IP

Cabe recalcar que las 4 capas del modelo TCP/IP abarcan protocolos de comunicación como también normas y estándares para todas las capas

- **Capa de red Interface (capa 1)**- La capa de interfaz de red corresponde a las capa física y de enlace de datos del modelo de referencia OSI. La capa de interfaz de red es responsable de los controladores de dispositivos e interfaces de hardware que se conectan a un nodo de los medios de transmisión. Maneja normas como la IEEE 802.2, EIA-422-B y EIA-232C
- **Capa de Internet (capa 2)**-La capa de internet corresponde a la capa de red del modelo de referencia OSI. Esta capa también se conoce como la capa de red. La capa de internet se encarga de la entrega de paquetes a través de una red. Todos los protocolos de enrutamiento (IP, ICMP, ARP) son protocolos que pertenecen a esta capa. Los nodos que realizan las funciones en esta capa son responsables de recibir un datagrama.
- **Capa de Transporte (capa 3)**- La capa de transporte corresponde a la capa de transporte del modelo de referencia OSI. Dos protocolos principales

operan en esta capa como son: TCP y el UDP. Esta es responsable del flujo de datos entre dos o más nodos dentro de una red.

- **Capa de Aplicación (capa 4)** La capa de aplicación corresponde a las capas de Aplicación, presentación y sesión del modelo OSI. Como el sistema OSI y TCP/IP las capas son en orden jerárquico, la capa de aplicación depende de los datos que se obtenga de la capa de transporte para finalmente entregar los datos. La capa de aplicación maneja protocolos como FTP, HTTP, SMTP, Telnet.

1.4.4. Diferencias Similitudes de los modelos TCP/IP y OSI

Los modelos OSI y TCP/IP han presentado similitudes y diferencias en la composición de sus capas, las normas y estándares en su capa física como también los protocolos que emplean en sus distintas capas. A continuación se presenta en la figura 1.10 sus similitudes y diferencias.

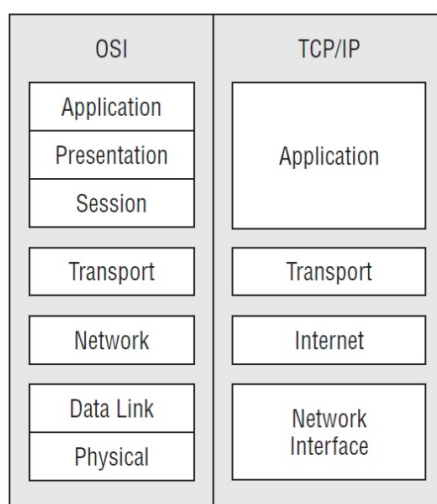


Figura 1.10: Estructura del modelo por capas y similitud en sus protocolos de las arquitecturas OSI y TCP/IP

Fuente: [25] R. B. James Edwards, *Networking Self-Teaching Guide*.

CAPÍTULO II

Protocolos de Comunicación

Los Protocolos de comunicación son una parte esencial de un sistema, ya que estos establecen el lenguaje de comunicación que se va a utilizar entre los distintos componentes de la subestación o de cualquier SEP.

En el Ecuador existen regularizaciones referentes a las comunicaciones, la regularización de supervisión y tiempo real del CONELEC 005/08, establece condiciones en los tiempos de respuesta tanto a empresas de generación, transmisión y distribución. Las leyes del sector eléctrico establecen responsabilidad en la instalación y operación de equipos necesarios para la transmisión de datos en tiempo real a las empresas distribuidoras, es por eso que se necesita realizar un estudio amplio de protocolos de comunicación para subestaciones y de estos ver cuál es el más adecuado [3].

Los diferentes tipos de redes son esenciales para obtener un completo sistema SCADA, se clasifican dependiendo de la zona geográfica, del número de equipos, la velocidad de transmisión, y el área de cobertura. Los tipos de redes que se pueden realizar en las conexiones de los IEDs, dependen del tipo de protocolo que posean.

2.1. Arquitecturas y protocolos de comunicación en sistemas de distribución

Hablar y entender de protocolos de comunicación puede resultar un poco difuso ya que las comunicaciones utilizan muchos términos de informática, como también términos de telecomunicaciones. Y todo se encuentra englobado con un mismo fin que es la comunicación entre dispositivos. Las arquitecturas o modelos TCP/IP y OSI son la base esencial para el estudio de los protocolos de comuni-

cación, las distintas maneras de interpretar la definición de protocolo se definen en los siguientes párrafos [22] [25] [27].

*"El protocolo de comunicación engloba todas las reglas y convenciones que deben seguir dos equipos cualquiera para poder intercambiar información.....El objetivo de cualquier protocolo de comunicación es poder conectar y mantener el dialogo entre dos equipos terminales de datos DTE permitiendo que la información pueda fluir entre ambos con seguridad (sin fallas). Es decir todas las reglas y especificaciones del lenguaje a utilizar los equipos."*²

*"Un protocolo ya ha sido definido como las reglas para el intercambio de datos en una forma que sea comprensible tanto para el transmisor y el receptor. Debe haber un conjunto de normas para que la comunicación tenga éxito. Las normas que se refieren en general a responsabilidades tales como la detección de errores y corrección de los métodos, los métodos de control de flujo, y normas de voltaje y corriente. Sin embargo, hay otras propiedades tales como el tamaño de la de paquetes de datos que son importantes en los protocolos que se utilizan en redes de área local."*³

*"Los protocolos son reglas formales de conducta, en relaciones internacionales los protocolos tratan de minimizar los problemas causados por las diferencias culturales cuando varias naciones trabajar juntas. por acordar un conjunto común de reglas que son ampliamente conocidos e independiente de cualquier costumbres nación, protocolos diplomáticos minimizar malentendidos, todo el mundo sabe cómo actuar y cómo interpretar las acciones de otros. Del mismo modo, cuando las computadoras deseen comunicarse, es necesario definir un conjunto de reglas para gobernar sus comunicaciones. En las comunicaciones de datos, estos conjuntos de normas son también llamados protocolos."*⁴

Los tres conceptos de "Protocolo" se interpretan de distintas maneras, pero tienen algo en común y es que un protocolo no es más que una norma o regla para establecer la comunicación entre uno o más equipos, el IEEE estable a un protocolo como un set de convenciones que gobiernen la interacción de procesos, dispositivos y otros componentes con un sistema [27] [28].

Los protocolos de comunicación industrial son muchos, cada fabricante con el pasar de los años ha desarrollado su propia comunicación para enlazar procesos,

²A. R. Penin, Sistemas SCADA. Barcelona-España: Marcombo Ediciones Técnicas, segunda ed., 2007. Pag 121.

³E. W. Deon Reynders, Practical TCP/IP and Ethernet Networking. London, England Elsevier, first ed., 2003. Pag 47.

⁴C. Hunt, TCP/IP Network Administration. California, United States of America O'Reilly Media, Inc., third ed., 2002. Pag 97.

dispositivos, software y formar un solo sistema, es decir un SCADA. Los protocolos como PROFIBUS, CAN, MODBUS. Han sido desarrollado por grandes empresas y algunos de ellos con la colaboración de organismos de estandarización y por lo tanto disponen de una línea de automatización con su propia marca [25] [16].

Las empresas de distribución están formadas por varias subestaciones, adquirir un sistema completo a un solo fabricante puede resultar perjudicial en forma económica, un ejemplo claro de este inconveniente es el siguiente. La CNEL Guayas implementó medidores inteligentes para monitorear los transformadores de distribución en Manta, Portoviejo y Machala para reducir las pérdidas con el sistema EnergyAxis, y si se automatiza otras empresas de distribución de energía con otro programa, podrán ejecutar el intercambio de información de subestaciones para realizar alguna operación, los fabricantes diferentes [29].

2.1.1. Estándares Básicos

RS-232 y RS-485 constituyen el elemento clave en la transferencia de información digital entre las RTU, y los módems que convierten la información digital a la forma analógica, adecuada para la transmisión a grandes distancias. El estándar define los detalles eléctricos y mecánicos para que los equipos de comunicaciones de diferentes fabricantes puedan conectarse entre sí y funcionar eficientemente. Se debe enfatizar que el RS-232, RS-485 definidos en las Normas de la EIA, definen solamente los detalles eléctricos y mecánicos de la interfaz y no definen un protocolo [27].

2.1.1.1. RS-232

El Estándar RS-232 fue desarrollado con un simple propósito y es intercambiar datos desde un DTE y un DCE, empleando intercambio de datos binarios seriales.

Fue publicado en los EE.UU. en 1969 por el Departamento de Ingeniería de

la EIA, en cooperación con los Laboratorios Bell [16] y los principales fabricantes de equipos de comunicaciones y definieron claramente los requisitos de interfaz para conectar terminales de datos.

El estándar RS-232 consta de 3 partes principales, que definen:

- Las características de la señal eléctrica, como los niveles de tensión y de puesta a tierra.
- Las características de la interfaz mecánica entre DTE y DCE.
- La descripción funcional de los circuitos de enlace.

Características eléctricas de señal

Las características eléctricas se definen como los niveles de voltaje tanto a niveles lógicos, y niveles de voltaje analógicos. RS-232 se encuentra en un rango de voltaje de 5 a 25 V. Existen niveles lógicos de transmisión y de recepción como se muestra en la tabla 2.1 a continuación.

Características eléctricas de señal RS-232		
	Transmisión	Recepción
1 Lógico	-5 a -25 V	-3 a -25 V
0 Lógico	+5 a +25 V	+3 a +25 V
Nivel Lógico indefinido	+5 a -5 V	+3 a -3 V

Tabla 2.1: *Características eléctricas RS-232*

Fuente: [30] *Universidad de las Américas, Puebla México, Estándar RS232.*

Desventajas de la Norma RS-232

Los diseñadores de sistemas han tendido a buscar enfoques alternativos (como el RS-422 y RS-485), debido a las siguientes limitaciones de RS-232:

- La restricción de las comunicaciones punto-a-punto es un inconveniente cuando muchos dispositivos tienen que ser multipunto juntos.
- La limitación de la distancia (normalmente 50 m es una limitación cuando las distancias son mayores a 1000 m).

- La tasa de 20 kb/s de transmisión es demasiado lento para muchas aplicaciones.
- Las tensiones de -3 a -25 V y 3 a 25 V no son compatibles con muchas fuentes de alimentación modernas como en las de las computadoras que manejan niveles de 5 y 12 V.
- Es un estándar no balanceado, es decir, presenta alto ruido por lo tanto es susceptible.

2.1.1.2. RS-485

RS-485 es un estándar más versátil que el RS-232 ya que presenta características similares pero mejoradas. RS-485 es una extensión de RS-422 con las mismas características de distancia y velocidad pero aumentando el número de transmisores y receptores permitidos en la misma línea. Presenta características como:

- Distancias de hasta 1200 m
- Velocidades de hasta 10 Mb/s
- Hasta 32 controladores de línea permitidos en la misma línea y hasta 32 receptores de línea se permiten en la misma línea.

Ventajas y Desventajas de la Norma RS-485

- Tiene inmunidad a las interferencias externas.
- Debe trabajar bajo la supervisión del servidor.
- Si se tiene un daño en un cable puede causar la pérdida total de la comunicación de todos los dispositivos en el bus.
- Esta comunicación cuenta con bajo ancho de banda [31].

En la tabla 2.2 se indica las diferencias entre los protocolos RS-232 y RS-485.

Estándar	RS232	RS485
Modo de trabajo	Asimétrica	Simétrica
Driver/Receiver	1 driver / 1 receiver	32 driver / 32 receiver
Longitud de cableado	15 mts	1200 mts
Velocidad Máxima	20 kbit/s	10 kbit/s
Carga del driver	3KO a 7KO	54O min.
Rango de tensión	± 15 V	-7 a 12 V
Sensibilidad del Receptor	± 3 V	± 300 mV

Tabla 2.2: Comparación entre RS-232 y RS-485
Fuente: [32] J. A. Rodríguez, *Comunicaciones Industriales Avanzadas*.

2.1.2. Protocolos de Comunicación usados en Subestaciones Eléctricas

En la tabla 2.3 se presentan distintos tipos de protocolos con características de velocidad, acceso principal y las capas del modelo OSI a las cuales hacen referencia.

Los protocolos mundialmente han sido distribuidos según a su zona geográfica y a la zona en donde los desarrolladores la encuentran más cerca, los protocolos más utilizados se encuentran en países como Estados Unidos, Alemania y toda Europa, como se muestra en la figura 2.1.

Protocolo	Desarrollado por	Velocidad	Acceso Principal	OSI
MODBUS	Gould Modicon	19.2 Kbps	Sondeo Cíclico	1,2,7
SPABUS	ABB	19.2 Kbps	Sondeo Cíclico	1,2,7
DNP3.0	GE Harris	19.2 Kbps	Sondeo Cíclico (+)	1,2,7 (+)
IEC 60870-5	Todos	19.2 Kbps	Sondeo Cíclico	1,2,7
MODBUS +	Gould Modicon		Token	1,2,7
PROFIBUS	Siemens	12 Mbps	Token	1,2,7
MVB	ABB	1.5 Mbps	TDM	1,2,7 (+)
FIP	Merlin-Gerin	2.5 Mbps	TDM	1,2,7
Ethernet TCP/IP	Todos	10 Mbps	CSMA/CD	1-7
LON	ABB	1.25 Mbps	PCSMA/CD	1-7
UCA 2.0	GE	10 Mbps	CSMA/CD	1-7

Tabla 2.3: *Protocolos en las Subestaciones Eléctricas*

Fuente: [33] C. Strauss, *Practical Electrical Network Automation and Communication Systems*.

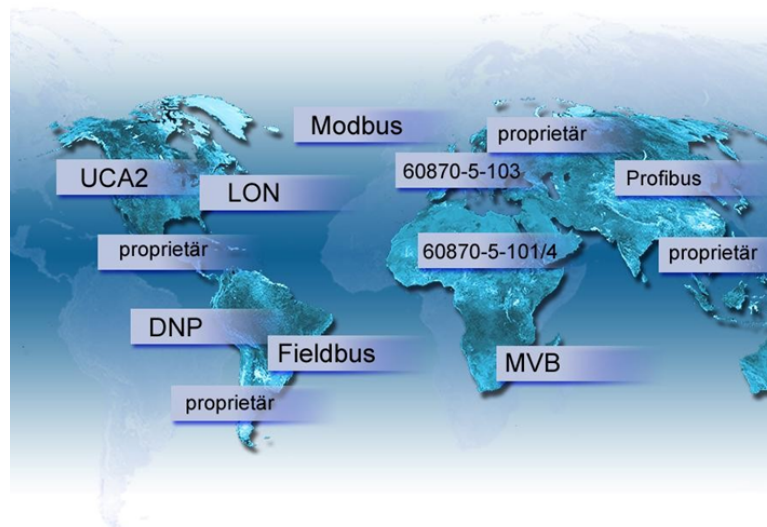


Figura 2.1: *Situación actual de los protocolos en subestaciones eléctricas a nivel mundial*

Fuente: [21] Arthur Pereira Neto, *Redes Ethernet en Subestaciones*.

2.1.2.1. Modbus

Protocolo Modbus está sobre la capa de aplicación (capa 7) del modelo OSI que proporciona una comunicación maestro/esclavo entre dispositivos conectados a diferentes buses de la red. El protocolo Modbus incorpora una arquitectura servidor/cliente y opera en un modo de solicita/responde mediante el modo de control de acceso establecido en la capa 2 del modelo OSI. Modbus está basado en cuatro tipos de mensajes que son:

- Solicitud de Modbus: Los mensajes son enviados sobre la red para iniciar instrucciones.
- Confirmación de Modbus: Confirmación de mensajes si recibió los datos el cliente.
- Indicaciones Modbus: Las respuestas del cliente serán recibidas por el servidor.
- Respuesta Modbus: La respuesta será enviada al servidor.

El modelo en mensajes que aplica Modbus en el intercambio de información en tiempo real es mediante solicitudes y respuestas. El intercambio de información puede ser entre dispositivos y aplicaciones HMI/SCADA.

El protocolo Modbus proporciona tramas para la transmisión de mensajes entre el maestro y los esclavos. La información que se envía por un mensaje al esclavo es: la dirección del receptor al que se va enviar, las instrucciones que debe hacer el receptor, los datos necesarios para realizar la acción y un medio de comprobación de errores.

El esclavo lee los mensajes y, si no hay error realiza la tarea y envía una respuesta de vuelta al maestro. La información en el mensaje de respuesta es la dirección del esclavo, la acción realizada, el resultado de la acción y un medio de comprobación de errores.

Normalmente, el maestro puede enviar otra consulta tan pronto como se haya recibido el mensaje de respuesta. Una función de tiempo de espera asegura que el sistema siga funcionando cuando la consulta no se recibe correctamente.

Los datos pueden ser intercambiados en dos modos de transmisión:

- ASCII - El Código Estadounidense Estándar para el Intercambio de Información está basado en la utilización de una combinación de 7 Bits para poder interpretar cada uno de los caracteres, a los que se le agrega un Bit de Paridad, dando entonces el total de 8 Bits y garantizando la detección de fallas en la transmisión o interpretación de los datos debidamente procesados [34].
- RTU - Las Unidades Terminales Remotas son componentes de adquisición de datos y control en campo, cuya función principal es de hacer de interfaz entre los equipos de instrumentación y control local y el sistema de adquisición de datos y control supervisorio [35].

Funciones de Modbus

Todas las funciones soportadas por el protocolo Modbus se identifican por un número de índice o de código. Cada código está destinado a realizar una acción sobre el proceso o tarjeta de control

- Los comandos de estado de salida digital para control, leer y establecer una sola salida digital o un grupo de salidas (Código 01).
- Los comandos de entrada de control para leer el estado de entrada de un grupo de entradas (Código 02).
- Registrar comandos de control para leer y establecer uno o varias salidas de registro.
- Prueba de diagnóstico y funciones de informe (Código 04).
- Las funciones del programa (Código 05).

- Funciones de control de sondeo.
- Restablecer.

2.1.2.2. LON

LonTalk es parte de de “LonWorks Technology” desarrollado por Echelon Corporation, cabe destacar que LonTalk es el protocolo, mientras que LonWorks es un paquete que forma el hardware, software, administrador de redes, configuración, herramientas, dispositivos, prácticamente LonWorks es toda un sistema SCADA.

El protocolo LonTalk implementa todas las 7 capas del modelo OSI este soporta una comunicación punto a punto e incluye características de enviar autenticación, prioridades de transmisión, detección de mensajes duplicados, detección de error, recuperación y anticolisión (overflow).

Los soportes para múltiples medios de comunicación que cuenta este protocolo es también muy importante como son los cables de cobre de estos se deriva par trenzado, Cable de Par trenzado no blindado UTP que cuenta con normalización TIA/EIA-568-B y la norma internacional ISO/IEC 11801, por el cable de energía eléctrica, por el cable coaxial y fibra óptica.

Los múltiples canales de comunicación son importantes de resaltar en este protocolo ya que son capaces de contener cerca de 32.385 nodos, una red puede consistir de dos o más canales, LonTalk soporta multi redes y multi canales.

La figura 2.2 representa el protocolo LonTalk y la comunicación con BACnet que no es más que “*Un protocolo de comunicación de datos para la automatización de edificios y redes de control*”⁵, trabajan juntos pero no intercambian información.

⁵ Pagina Web de BACnet .bacnet.org

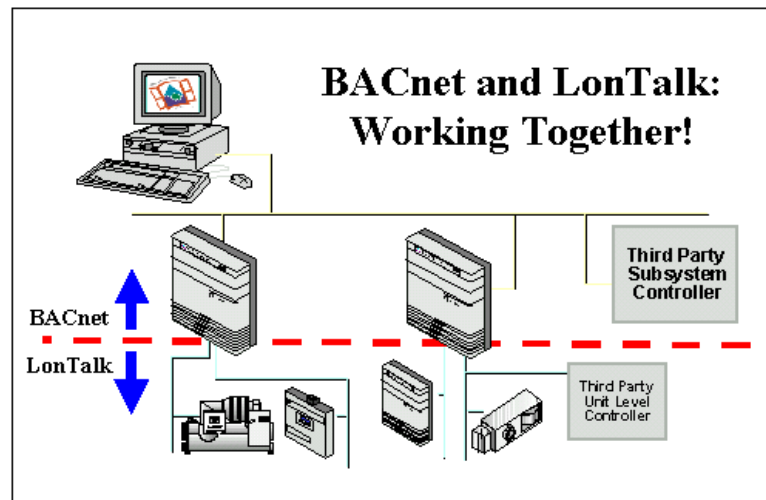


Figura 2.2: *Comunicación LonTalk*

Fuente: [33] C. Strauss, *Practical Electrical Network Automation and Communication Systems*.

2.1.2.3. Modbus Plus (+)

El protocolo Modbus Plus se utiliza sobre una red de área local LAN. Modbus Plus está presente en el control industrial, subestaciones eléctricas y presenta las siguientes características:

- Admite hasta 64 nodos de dispositivos direccionables.
- Comunicación punto a punto.
- Comunicación distribuida tanto para entradas y salidas.
- Conexión directa de 32 dispositivos con un mismo cable de BUS.

Cada nodo de red es identificado por una dirección asignada por el usuario, las direcciones son en un rango de 1 a 64 en decimal y no necesariamente deberían ser secuenciales. El nodo de dirección más baja emite una señal y comienza un movimiento de rotación fijo de forma secuencial, es decir, nodos consecutivos. La señal no puede ser pasada a otra red o hacer un puente.

Cuando se posee una señal de un nodo se puede transmitir mensajes a cualquier otro nodo, cada mensaje contiene información acerca de su origen y de destino incluyendo su ruta de encaminamiento a través de puentes, si se tiene que

llegar a un nodo de red remoto. Hay un campo que contiene los datos globales dentro de una señal. Antes de que el nodo pase la señal este puede colocar datos en este campo para actualizar la base de datos global dentro de la red cuando la señal se coloca de nuevo en el BUS. Otros nodos pueden controlar el paso de señal y puede extraer los datos globales. Esto permite la actualización rápida de las alarmas, puntos de referencia (set-point), y otros datos.

En toda comunicación la capa física siempre es importante, en Modbus plus el bus de la red consiste en un cable de par trenzado blindado. Cada sección del cable de red puede soportar hasta 32 nodos, con una distancia máxima de cable de 450 m. Las secciones pueden ser unidas por los repetidores para extender la longitud del cable hasta 1800 m. y para aumentar el número de nodos de hasta 64. La longitud del cable entre cualquier par de nodos tiene que ser un mínimo de 3 m y un máximo de 450 m. En las redes de cable doble de los cables que se conoce como cable A y B. Cada sección de cable puede ser de hasta 450 m. La diferencia de longitud entre los cables A y B no debe superar los 150 m, entre cualquier par de nodos.

2.1.2.4. Profibus

PROFIBUS es un proveedor independiente, un protocolo abierto de bus de campo desarrollado para la fabricación y entornos de automatización de procesos. PROFIBUS utiliza perfiles de comunicación, es decir, DP y FMS. Los perfiles de soporte físico son RS-485, IEC 1158-2, y la fibra óptica.

Definir perfiles de aplicación de tecnología es necesario para los tipos de dispositivos individuales y asegurar independencia del proveedor al igual que el comportamiento del dispositivo. Los perfiles de comunicación PROFIBUS pueden definir el método en el que los usuarios transmitan datos en serie utilizando el medio de transmisión común.

DP

DP es el perfil de comunicación más utilizado en PROFIBUS y está optimizado para la velocidad, eficiencia y bajos costos de conexión. DP fue diseñado como un reemplazo para la transmisión convencional, la señal en paralelo con 24 V en automatización de la fabricación como así como para señales analógicas de 4-20 mA utilizadas en la automatización de procesos.

FMS

FMS fue diseñado para aplicaciones más sofisticadas y tareas exigentes de comunicación entre dispositivos inteligentes. FMS será menos importante en el futuro con el desarrollo de PROFIBUS hacia la integración de TCP / IP.

Actualmente existen tres métodos de transmisión (perfiles físicos) para PROFIBUS:

- RS-485 para aplicaciones en la automatización de la fabricación.
- IEC 1158-2 Permite la comunicación de datos y energía en el bus mediante el uso de 2 tecnologías como es DP y FMS además de haber sido desarrollado con el modelo FISCO (concepto de bus de campo intrínsecamente seguro) para su uso en la automatización de procesos.
- Fibra óptica para la eliminación de interferencias y las grandes distancias.

RS-485 es la tecnología de transmisión más frecuentemente que es utilizada por PROFIBUS, se usa en aplicaciones que exigen una alta velocidad de transmisión y una instalación sencilla de bajo costo. Un solo cable de par trenzado de cobre se utiliza como medio físico.

Una velocidad de transmisión única tiene que ser seleccionado para todos los dispositivos en el bus entre 9,6 kb/s y 12 Mb/s. Todos los dispositivos están conectados en una estructura física de bus . Hasta 32 estaciones (maestros o esclavos) se puede conectar en un solo segmento.

2.1.2.5. DNP 3.0

El protocolo DNP 3.0 fue desarrollado por Westronic basado en las primeras versiones de los estándares IEC 60870-5. El Protocolo que al principio fue privado con el paso de los años se obtuvo un dominio público de este. La propiedad del protocolo fue entregada al Grupo “DNP Users Group” <http://.dnp.org>. Desde entonces el protocolo ha sido un referente en Empresas privadas y públicas en el campo eléctrico a nivel mundial [36] [37] [38], en la figura 2.3 se puede observar el esquema del protocolo DNP 3.0.

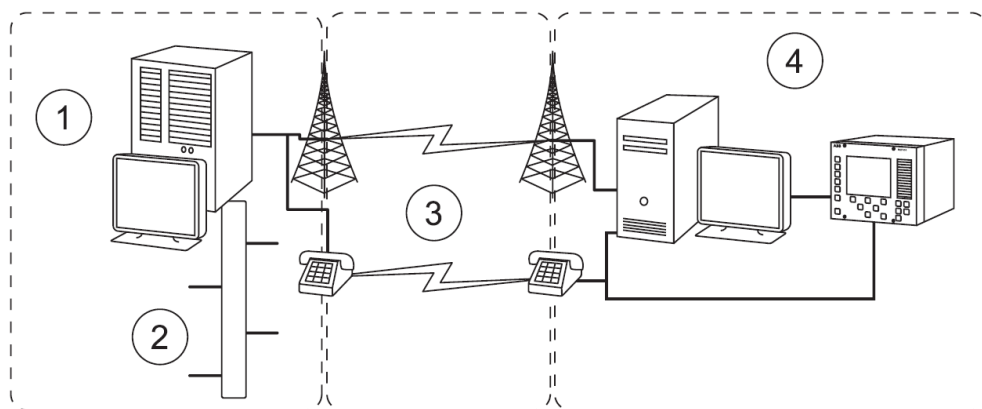


Figura 2.3: Estructura de SCADA del protocolo DNP 3.0

Fuente: [39] ABB, DNP3 Communication Protocol Manual.

1. Estación maestra SCADA/Centro de Control.
2. Puntos de control externos.
3. Enlaces de comunicación (radio, microondas, cables de par trenzado, fibra óptica, acceso telefónico, líneas telefónicas alquiladas).
4. Subestación remota (subestación automatizada con IEDs).

DNP 3.0 contiene de características importantes como la flexibilidad en el envío-recepción de datos y la seguridad [36] [37].

- Los mensajes se separan en varias tramas para proporcionar un control óptimo de error y secuencias rápidas de comunicación.
- Permite una topología única maestro-esclavo.

- Permite topología de múltiples maestros.
- Solicitudes y respuestas con múltiples tipos de datos en un solo mensaje.
- Permite comunicar excepciones/eventos sin necesidad de que el maestro (Respuestas no solicitadas).
- Permite mensajes en Broadcast.
- Transferencia segura de configuración/archivos.
- Direccionar más de 65 000 dispositivos en un solo enlace.
- Proporciona sincronización de tiempo y eventos con marca de tiempo.
- Confirmaciones al nivel de la Capa de Enlace y/o Capa de Aplicación garantizando así alta integridad en la información [36] [37].

DNP 3.0 es un protocolo robusto por que simplifica sus capas de arquitectura, es similar al modelo OSI solo que DNP 3.0 incluye 4 capas como la capa física, de enlace, de pseudo-transporte y de aplicación. Este modelo de 4 capas la IEC lo reconoce como Arquitectura rendimiento mejorado EPA. En la figura 2.4 se observa las capas del modelo OSI y del modelo EPA (DNP 3.0)

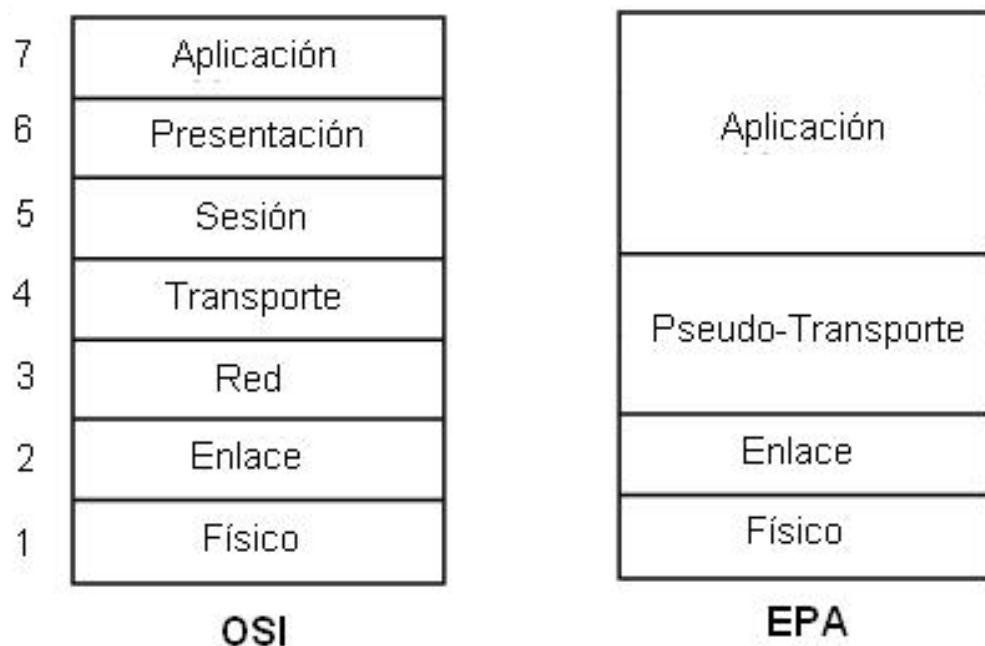


Figura 2.4: Comparación de Modelos OSI y EPA
Fuente: [36] <http://www.micros-designs.com.ar/>

CAPA FÍSICA

La capa Física como en el modelo OSI o TCP/IP es la capa por el cual se transmiten los datos, es decir, es el medio físico. Los medio de DNP 3.0 se especifica como serial básico como RS-232 y RS-485 con medios como fibra óptica, radios o satélites.

CAPA DE ENLACE DE DATOS

La capa de Enlace de datos proporciona una transmisión confiable de datos a través del medio físico, mientras que la capa física realiza el paso de señal o un poco de datos, la capa de enlace de datos está relacionada con el paso de grupos de datos, y estos grupos pueden ser contemplados como una trama.

El byte de control de flujo informa sobre la dirección del mensaje que puede ser de maestro a esclavo o de esclavo a maestro e implementa funciones para determinar el estado de la conexión lógica. Entre las funciones se incluyen: ACK (Confirmación de la capa de transmisión de datos), NACK (Datos solicitados no disponibles), Reset del enlace, petición de confirmación ACK, estado del enlace y respuesta del estado del enlace. Cuando se solicita confirmación a nivel enlace de los datos, el receptor que en este caso puede ser un esclavo responde con un ACK, si la cabecera recibida es correcta y libre de errores del medio físico.

CAPA DE PSEUDO-TRANSPORTE

La capa de pseudo-transporte divide a la capa de aplicación en varios frames de transmisión de datos. En cada frame se agrega un byte en la cabecera, esto para detectar que cada paquete de mensajes a que se dividió contenga un código para detectar si el mensaje es el primero, el segundo, el tercero, intermedio o último. También se incluye un código de secuencia en el frame, es decir, establece un contador para verificar si los paquetes llegan completos o hubo errores en la transmisión.

CAPA DE APLICACIÓN

La capa de aplicación es la que genera los datos para el envío de solicitudes por parte de algún dispositivo maestro y recepta las solicitudes o envíos sin previa autorización. Además indica si es necesario si se ha pedido una solicitud de confirmación a la capa de aplicación, esta confirmación no solo indica que se ha recibido el dato, sino que además el mensaje completo está libre de errores. También indica si es un mensaje no solicitado e integra un campo de función a nivel aplicación para indicar el propósito o la operación solicitada del mensaje.

DNP 3.0 fue desarrollado con varias metas ya que es un protocolo que la IEC lo llama Protocolo SCADA/RTU específicamente para Subestaciones eléctricas, estas metas se las nombra en el Estándar 1379 de la IEEE [40].

Alta integridad de los datos: La capa de enlace del protocolo DNP 3.0 una variación de la IEC 870-5-1 esta variación formato de trama FT3. Ambas tramas (de los dos protocolos) de capa de enlace de datos y mensajes de la capa de aplicación pueden ser transmitidos utilizando el servicio confirmado ACK.

Estructura flexible: La capa de aplicación del protocolo DNP 3.0 es basado en objetos, con una estructura que permite una gama de implementaciones al tiempo que conserva la interoperabilidad.

Estándar abierto: DNP 3.0 es un estándar en evolución no propietaria controlada por un grupo de usuarios cuyos miembros incluyen usuarios de empresas públicas y privada de Asia, Oceanía y América.

Los tipos de conexiones que se pueden hacer posibles entre esclavos y maestros manejan diferentes topologías como se muestra en la Figura 2.5, estas topologías se clasifican de punto a punto, jerárquico, multi maestro y multi esclavo

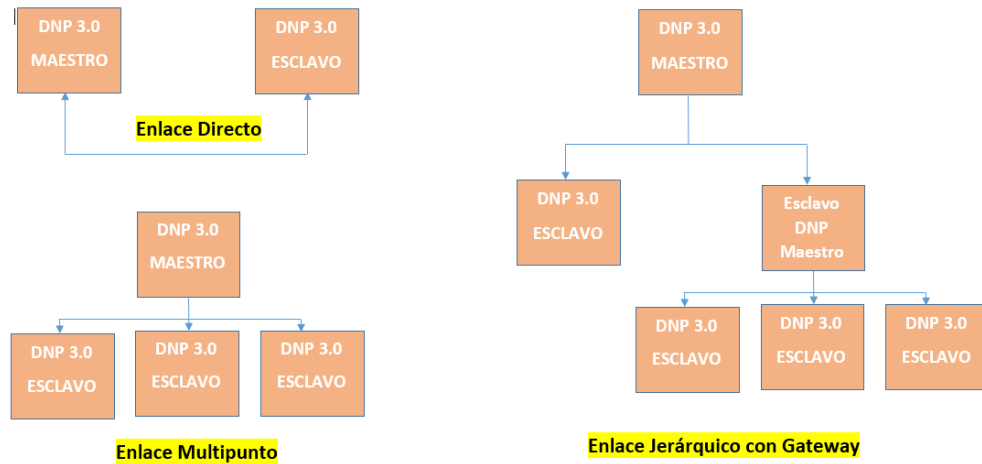


Figura 2.5: *Topologías o Formas de Conexión del Protocolo DNP 3.0*
Fuente: [40] J. Makhija, *Comparison of protocols used in remote monitoring*

2.1.2.6. SPA-BUS

El protocolo SPA-BUS fue desarrollado por la empresa suiza ABB como un bus de campo en sistemas de protección de distribución, control y reporte de eventos. La empresa ABB lo cataloga como un sistema que puede incorporar unidades de esclavos como relés de protección, unidades de control y unidades de alarma conectados sobre una unidad Maestro SPA-BUS.

El protocolo SPA-BUS también se puede utilizar para transferir datos hacia y desde otras unidades de un sistema de equipos en una subestación de la red de energía eléctrica, es decir, posee recepción y envío bidireccional.

El protocolo SPA-BUS usa una comunicación serial asincrónica es decir bajo varias características como 1 bit de inicio, 7 bits de datos, paridad par y un bit de parada con una tasa de transferencia en baudios de 9600 b/s. El protocolo SPA-BUS también puede utilizar tasas de transferencia más baja como de 2400 o 4800 baudios, sus mensajes de transmisión de datos sobre el bus está comprendido en caracteres ASCII.

Este protocolo comprende de un maestro (solamente uno) y varios equipos esclavos. La construcción básica del protocolo se caracteriza en que el esclavo no

puede realizar ninguna otra instrucción sino que depende propiamente de las instrucciones del maestro, estas instrucciones se las puede definir como el maestro puede enviar datos al esclavo mediante el sondeo cíclico o secuenciado, un ejemplo de esto es la información de eventos o información bajo pedido del maestro.

Una particularidad que tiene este protocolo es que el maestro puede enviar un mensaje en común a todos los esclavos.

Los esclavos contienen varias características y es que los esclavos contienen varias entradas y salidas, el esclavo incorpora un reloj en tiempo real para marcar los eventos registrados, los esclavos pueden operar en forma independiente.

Los tipos de mensajes que manejan los maestros sobre los esclavos es de lectura y escritura y los tipos de mensajes que se manejan de esclavo a maestros son mensajes de datos, mensajes reconocidos y mensajes no reconocidos. El protocolo SPA-BUS dispone de medios de comunicación en RS-232 ó RS-485 con conectores DB-9 y DB-25 y la fibra óptica. La fibra óptica es la más usada para este tipo de protocolo y es usada en lazos por varios dispositivos ABB como se muestra en la figura 2.6.

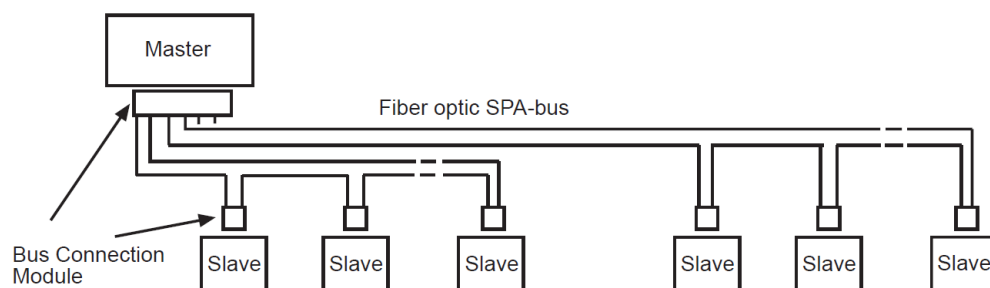


Figura 2.6: *Conexión de fibra óptica con protocolo SPA BUS*
Fuente: [41] ABB, *SPA-Bus Communication Protocol V2.5*.

2.1.2.7. FIP

El FIP es un protocolo que fue desarrollado por la asociación nacional de estandarización francesa a principios de 1983 y se creó específicamente por la

necesidad de varias empresas italianas y francesas, el protocolo FIP se dedicó a servir tanto a los requisitos de control distribuido en tiempo real y las tareas de control e instrumentación ordinarios. La evolución del protocolo por parte de varios países Europeos tuvo su éxito y se amplió a países de América del Norte y Japón y su nombre cambio de FIP a WorldFIP (Protocolo de Instrumentación Mundial de Fábrica). En la parte eléctrica el protocolo FIP se adaptó en sistemas de generación eléctrica [42] [43] [44] [17].

Las capas del protocolo FIP están basadas en el modelo OSI, las cuales son: Capa Física, Capa de Enlace, Capa de aplicación en comparación a las 7 capas que presenta OSI [42] [45]. Las capas de FIP se presentan en la figura 2.7.

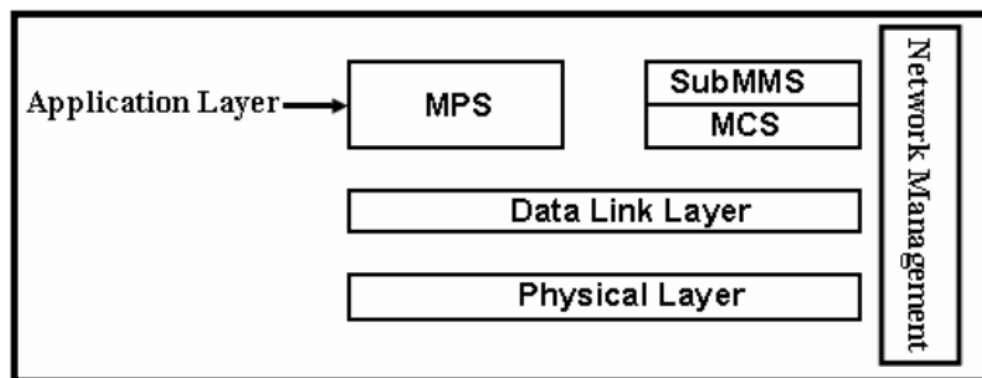


Figura 2.7: *Capas del Protocolo FIP*

Fuente: [44] *Pittsburgh University, TheWorldFIP Protocol Standard and Specications*

CAPA FÍSICA

La capa física del protocolo FIP comprende básicamente en la transferencia de datos de un nodo a otro nodo o nodos del bus. El medio de transmisión que utiliza FIP es de par trenzado blindado (STP) y fibra óptica. FIP se basa en bus es decir todos sus dispositivos o nodos se encuentran conectados al mismo segmento (Topología bajo la Norma IEC 1158-2) [46]. El protocolo FIP maneja distintas velocidades de transmisión de datos y estas son:

- 31.25 kb/s
- 1.00 Mb/s

- 2.50 Mb/s
- 5.00 Mb/s

La capa física del protocolo FIP maneja una codificación y esta es el código Manchester, la capa física del protocolo FIP está diseñada para que cada segmento de cable contenga un máximo de 64 nodos. La longitud del segmento del cable depende de la velocidad de datos en bits, la longitud del segmento de cable del protocolo FIP es un kilómetro km [43] [42].

La capa de enlace de FIP establece el modelo de comunicación productor/consumidor con un planificador de bus centralizado que es conocido como árbitro del bus. La capa de enlace de datos se apoya sobre dos tipos de servicio de transmisión como son el intercambio de variables identificadas y la transferencias de mensajes o de datos, cabe recalcar que el protocolo FIP utiliza una transmisión centralizada el cual es una estación maestra (árbitro del BUS) que administra el acceso al medio de comunicación.

Como se mencionó en el párrafo anterior FIP trabaja bajo el modelo de comunicación productor-consumidor, permite que los datos producidos por un nodo deben ser consumidos al mismo tiempo por otros nodos de la misma red, con esto obviamente se obtiene una mayor velocidad de transmisión. El árbitro de la red permite enviar una identificación al productor y este después envía las variables a los consumidores como se muestra en la figura 2.8 [42].

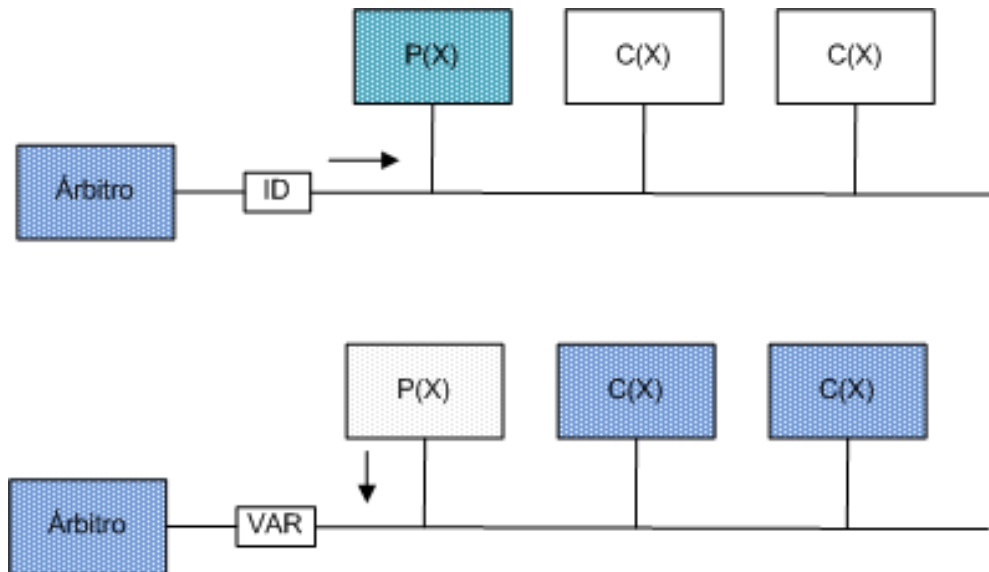


Figura 2.8: *Modelo Productor-Consumidor del Protocolo FIP*
Fuente: [17] A. R. Penín, *Sistemas SCADA*.

2.1.2.8. UCA 2.0

La Arquitectura de Comunicaciones para Empresas de Servicios UCA 2.0, es un enfoque que incorpora una familia de protocolos básicos de comunicaciones para satisfacer los requerimientos de una amplia gama de empresas de servicios como por ejemplo electricidad, gas y agua [47].

La selección y organización de estos protocolos ha sido diseñada para ofrecer una gran flexibilidad en la elección de la tecnología adecuada para hacer frente a una utilidad de criterios de precio/rendimiento, manteniendo coherencia a nivel de dispositivo de datos para reducir costos de integración.

Estas áreas funcionales incluyen la interfaz del cliente, la distribución, transmisión de potencia, centro de control y los sistemas de información corporativos.

UCA 2.0 emplea una filosofía descentralizada orientada a definir; el formato, la representación y el significado de los datos de cada dispositivo inteligente. [47]

UCA 2.0 utiliza el estándar ICCP o el estándar IEC 60870-6 TASE.2 para

especificar los métodos de transferencia de datos entre centros de control, definiendo los servicios de comunicación en términos del sistema estandarizado de mensajes para intercambio de datos en redes en tiempo real que emplean la Especificación de Mensajes para Manufacturas MMS conocida en la norma ISO/IEC 9506 [48].

Objetivo de la UCA 2.0

El objetivo de la UCA es proporcionar para la integración sin fisuras en toda la empresa de servicios utilizando estándares internacionales para reducir los costos en varias fases de un ciclo del sistema, como se muestra en la figura 2.9. UCA difiere de la mayoría de los protocolos de servicios públicos anteriores en el uso de modelos de objetos de dispositivos y componentes de dispositivos.

Estos modelos definen los formatos de datos comunes, identificadores y controles de dispositivos de la subestación y de alimentación, tales como la unidad de medición, interruptores, reguladores de voltaje y relés. Los modelos especifican el comportamiento estándar para las funciones más comunes del dispositivo y permiten la especialización proveedor importante para la innovación futura. Los modelos se han desarrollado a través de un proceso abierto incluyendo amplia participación de proveedores y de servicios. Estos modelos estandarizados permiten la interoperabilidad de múltiples proveedores y facilidad de integración [49].

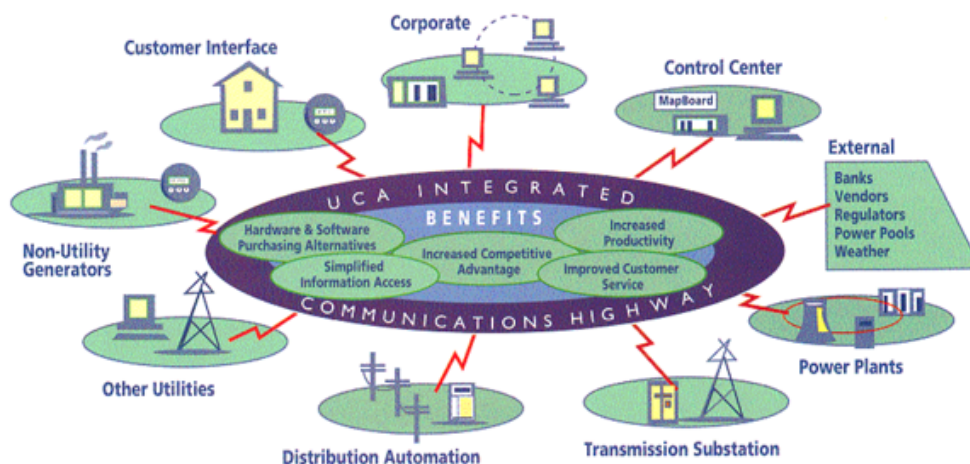


Figura 2.9: Integración de las Empresas de Servicios UCA 2.0

Fuente: [49] K. Schwarz, IEEE UCA and IEC 61850

Arquitectura de la UCA 2.0

La Arquitectura de Comunicaciones para Empresas de Servicios versión 2.0 utiliza tres capas del modelo OSI (siete capas) [48] como se muestra en la figura 2.10.

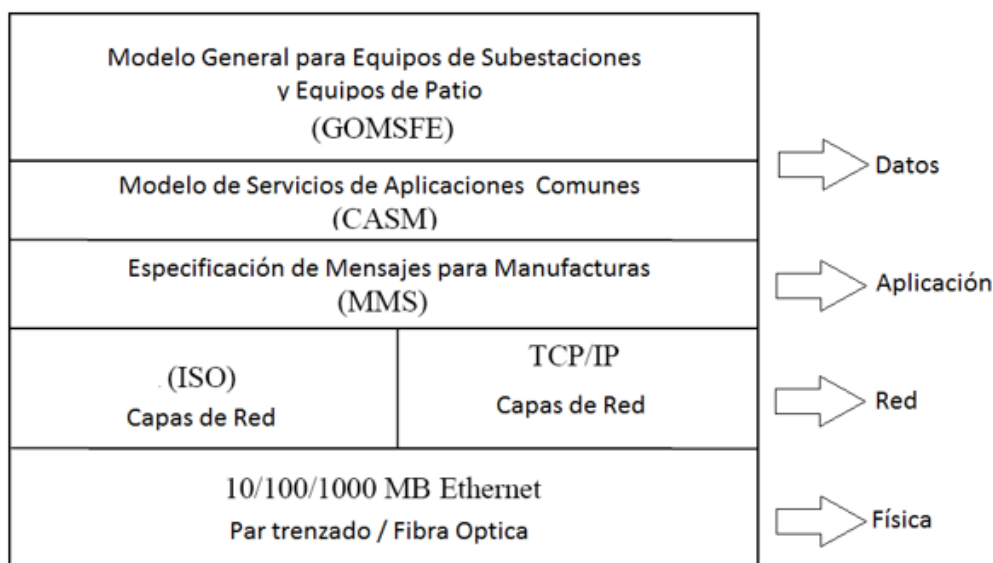


Figura 2.10: Arquitectura UCA 2.0

Fuente: [50] A. K. Mark Adamiak, Design and Implementation of a UCA.

Capa Física La capa física es aplicada por fibra óptica o cable de par trenzado, por medio de Ethernet. La tecnología Ethernet se implantó debido a su predominio en el mercado y disponibilidad de implementaciones de bajo costo. Los procesadores están disponibles con varios puertos Ethernet 10/100 Mb. [50]

Capa de Red La red principal de las comunicaciones dentro y entre Subestaciones como es la TCP/IP se utiliza es esta arquitectura ya que es capaz de acceder a datos desde cualquier dispositivo y desde cualquier lugar de la empresa, el Modelo OSI también puede conseguir este procedimiento pero se lo dejo como una alternativa para los sistemas. [48] [50]

Capa de Aplicación MMS es un protocolo definido por ISO (ISO 9506) que proporciona servicios de aplicación. MMS ofrece servicios tales como leer, escribir y conseguir archivos de datos de equipos como por ejemplo los relés, compatible con GOMSFE. [50]

Modelo de Datos En el modelo de datos de la Arquitectura UCA 2.0 tenemos dos capas muy importantes el CASM y el GOMSFE y dentro de esta última capa se encuentra otra estructura GOOSE, todas estas sirven para equipos de subestaciones en tiempo real.

Modelo de Servicios de Aplicaciones Comunes (CASM) El Modelo de Servicios de Aplicaciones Comunes es destinado a las comunicaciones en tiempo real, en la adquisición de datos de dispositivos y funciones de control [51].

La arquitectura UCA con el Modelo de servicios de aplicaciones comunes (CASM) proporciona un conjunto común de funciones de comunicación para el acceso a los datos, informes, registros, aplicaciones de control y apoyo relacionado. El uso de un conjunto común de servicios permite: 1) aislamiento de los modelos de servicio y la información de la comunicación, 2) alto nivel de interoperabilidad entre aplicaciones, y 3) integración reducida y costos de desarrollo mediante el uso de mecanismos comunes de acceso de datos y establecimiento de la comunicación [51].

Modelo General para Equipos de Subestaciones y Equipos de Patio GOMSFE) Una de las tareas principales ha sido el desarrollo de modelos para

la funcionalidad del relé de protección junto con todos los otros IEDs previstos en la subestación. El desarrollo de estos modelos de IED es conocido como el Modelo General para Equipos de Subestaciones y Equipos de Patio (GOMSFE). [51]

La figura 2.11 muestra la relación de GOMSFE y CASM. GOMSFE proporciona la definición de la interfaz estándar para el mundo exterior para comunicarse con los controladores de dispositivos de campo y su representación del campo de dispositivos. Esta figura representa la GOMSFE como la interfaz entre el cliente remoto o usuario y el CASM de servicios, y la interfaz entre los servicios CASM y el servidor o controlador de dispositivos de campo [51].

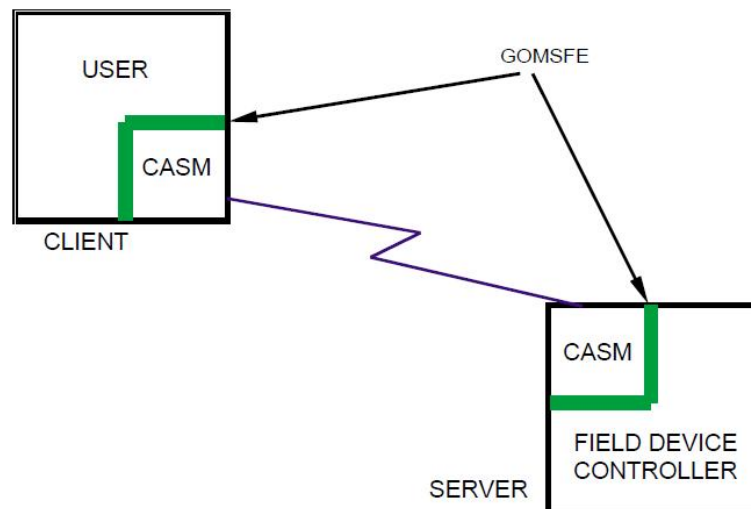


Figura 2.11: *Modelo de Servicios de Aplicaciones Comunes UCA 2.0 (CASM)*

Fuente: [51] EPRI, *Utility Communications Architecture*

Evento General Orientado para Equipos de Subestaciones (GOOSE)

Hay una serie de cuestiones que hay que abordar para comunicaciones igual por igual de relés de protección IEDs [51]. En general, este tipo de comunicaciones:

- La misión delicada y tiempo crítico.
- Compatible con cierres de contacto de tiempo variables.
- Debe ser altamente confiable.

GOOSE se basa en la información asíncrona de estado de las salidas digitales de un IED a otros equipos de IEDs. A los efectos de esta discusión, la entrada y salida de estado se ve desde el punto de vista de la comunicación IED. Los IEDs asociados que reciben el mensaje utilizan la información contenida en el mismo para determinar cuál es la respuesta adecuada protección es para el estado dado. En la figura 2.12 se tiene en cuenta que la decisión de la adecuada acción a los mensajes GOOSE, y las medidas que deben tomar un momento de mensaje debido a un error de comunicación, está determinado por la inteligencia local en el IED que recibe el mensaje GOOSE [51].

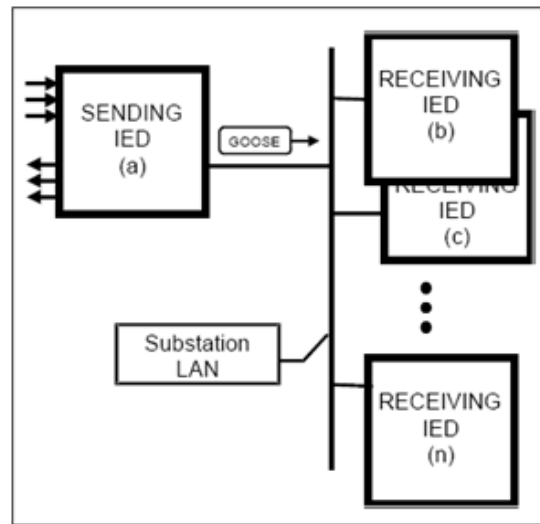


Figura 2.12: *Objetos genéricos orientados para equipos de subestaciones IEDs*

Fuente: [51] EPRI, *Utility Communications Architecture*

2.2. Medios de comunicación en subestaciones

Los diferentes medios de comunicación tienen por finalidad el unir los componentes de la arquitectura de las subestaciones, llevando la información deseada desde el servidor o centro de control a los equipos que conforman el sistema y viceversa en el menor tiempo posible, ya sea por medio físico en este caso cables o por medio de ondas de radio [18].

En consecuencia existen tres formas de conducir los datos, ya sean en los sistemas eléctricos o actualmente en SCADA, las cuales son:

- Por Cable.
- Por Fibra Óptica.
- Por Radio.

2.2.1. Medios de comunicación por cable

Los medios de comunicación a través de cable son uno de los primeros métodos para comunicar dispositivos no solo en subestaciones sino en múltiples aplicaciones que se dan en la industria. Entre estos tenemos el cable de par trenzado, el cable coaxial y el PLC.

2.2.1.1. Par Trenzado

El cable de par trenzado es uno de los más comunes y económicos que existen debido a sus propiedades físicas, ya que cada cable ofrece una comunicación diferente. Su forma trenzada es debido a que no existan interferencias con los pares adyacentes.

Su uso se lo puede apreciar tanto en señales analógicas y digitales, como la distancia es un factor determinante en estos cables, las señales analógicas tienen amplificadores cada 5 km mientras que las señales digitales tienen repetidoras cada 2 o 3 km para que no se pierda la información en los datos enviados y recibidos [52].

Las aplicaciones de este cable son muy diversas ya sea para uso telefónico, interconexión entre computadores y medio de transmisión para áreas locales. Su ancho de banda depende del espesor de los cables de cobre si mayor es el diámetro del cable mayor es su ancho de banda, pero a su vez también depende de la distancia recorrida como se muestra en la figura 2.13 [52].

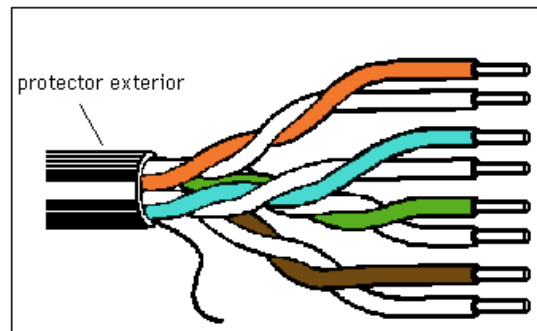


Figura 2.13: *Cable de Pares trenzados*

Fuente: [53] <http://www.geocities.ws/webdelacomputacion/cablepartrenzado.html>

2.2.1.2. Cable Coaxial

El cable coaxial está compuesto de un hilo conductor central de cobre y rodeado por una malla de hilos de cobre, entre el hilo y la malla lo ocupa un conducto de plástico que separa los dos conductores y mantiene sus características eléctricas.

El cable coaxial ofrece mejores respuestas en frecuencia que las del cable de par trenzado permitiendo, por tanto, mayores frecuencias y velocidades de transmisión, pero por motivos de su grosor limita su utilización en pequeños conductores eléctricos y en ángulos muy agudos [52].

El cable coaxial se lo utiliza en la transmisión de voz, video y datos a distancias mayores de lo que es posible con un cableado menos caro ofreciendo seguridad de los datos transportados [52], figura 2.14.



Figura 2.14: *Partes de un cable coaxial*

Fuente: [52] *Universidad Pontificia Comillas, Diseño y Optimización de una Arquitectura.*

2.2.1.3. PLC (Portador de Energía de Línea)

Los sistemas portadores de energía de línea **PLC**!, operan en canales reducidos entre 30 y 500 kHz en la misma red de transmisión de energía eléctrica en **A.C.**!, son frecuentemente utilizadas para la protección de la línea de alta tensión en aplicaciones de retransmisión [18].

Los mensajes son típicamente simples, de un bit, ya sea utilizando modulación por desplazamiento de amplitud o frecuencia, por ejemplo indica al otro extremo de un enlace el inhabilitar el disparo de un disyuntor de circuito de protección.

Otros sistemas de PLC se han desarrollado para aplicaciones de alimentación de distribución especializada, tales como lectura remota de contadores y automatización de la distribución [18].

Los sistemas PLC están expuestos al acceso del público y corresponden a técnicas de encriptación para proteger cualquier comunicación sensible de información o de control [18], figura 2.15.

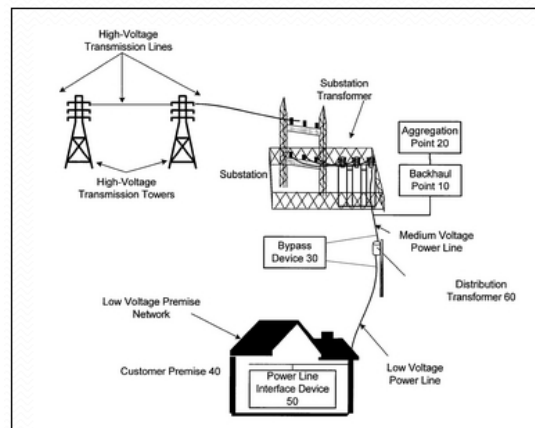


Figura 2.15: Diagrama de PLC

Fuente: [54] <http://www.freepatentsonline.com/7064654.html>

2.2.2. Medios de comunicación por fibra óptica

La fibra óptica ha evolucionado sustancialmente, ya que con ella se puede enviar información a una gran velocidad, y es susceptible al campo magnético que crea las líneas de alta tensión evitando que se pierda la información desde el centro de control hacia los dispositivos en las subestaciones.

Fibra Óptica

La gran cualidad de los cables de fibra óptica es que son inmunes al electromagnetismo y pueden transmitirse grandes cantidades de datos en GB/s [18].

El cable de fibra óptica está compuesto por un solo hilo o por varios filamentos y por varias capas externas adicionales para proporcionar apoyo y protección contra daño físico al cable durante la instalación. El cable de fibra está conectado a los terminales del equipo que tienen un flujo de datos de menor velocidad, a estos se los reúne y luego transmitidos a través del cable óptico con una secuencia de datos de alta velocidad. Los cables de fibra óptica pueden conectarse a la intersección de anillos para proporcionar capacidades de auto protección para salvaguardar los equipos de daños o fallas

Las redes de fibra óptica pueden proporcionar un eje de comunicaciones para satisfacer una utilidad del presente y futuras necesidades [18] figura 2.16.

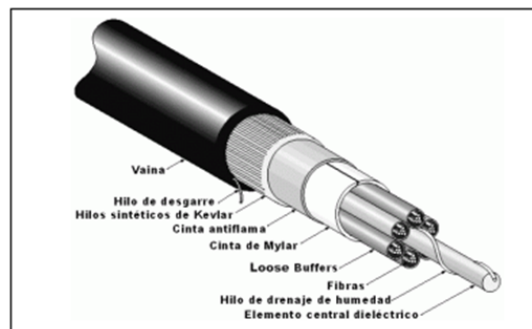


Figura 2.16: *Partes de la fibra óptica*

Hay dos clases de fibra óptica según el modo de propagación la cuales citaremos a continuación:

- **Fibra Monomodo.-** Este tipo de fibra brinda una mayor capacidad de transmitir los datos con una banda de paso de 100 GHz/km, su nombre se debe a que pueden ser transmitidos los rayos de haz de luz que tienen un recorrido que sigue el eje de la fibra, se aplican en distancias grandes.
- **Fibra Multimodo.-** La fibra de clase multimodo es capaz de guiar y transmitir varios rayos de luz por sucesivas reflexiones. Sus aplicaciones son para corta distancia menores a 2 km [56]

En el siguiente gráfico podemos apreciar la diferencia entre estas dos clases de fibra óptica 2.17.

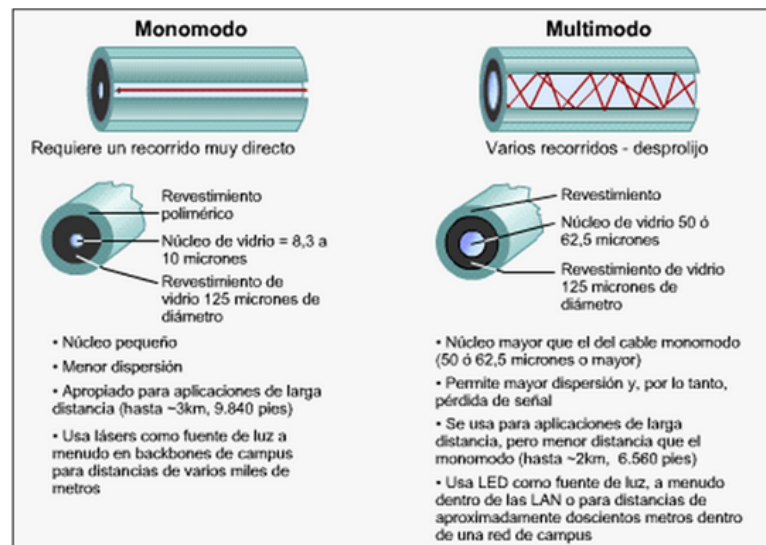


Figura 2.17: Comparación entre fibra Monomodo y Multimodo
Fuente: [57] <http://lafibraoptica.com/>

La fibra óptica se ha adoptado en empresas de distribución como es la EEQ con la necesidad de contar con un sistema de comunicaciones confiable, rápido y de gran capacidad facilitando la comunicación, transmisión de voz, datos y video.

La columna vertebral metropolitana de fibra óptica de la EEQ cuenta con las características siguientes:

- Es una Red Digital de Telecomunicaciones de 154 km. en el D.M. de Quito
- Interconecta 35 subestaciones, 4 Centrales de Generación y 5 Edificios

radiación electromagnética es desde los 9 kHz hasta el rango de GHz. Las redes de comunicación inalámbrica son importantes para mayor eficacia en la transmisión de datos desde subestaciones a centros de control, por lo general este medio de comunicación se lo utiliza cuando las zonas de distribución se encuentran en partes rurales o alejadas de la red amplia.

2.2.3.1. Microondas Digitales

Los sistemas de microondas digitales operan en varias bandas, desde 900 **MHz!** hasta 38 GHz, tienen anchos de banda que van hasta los 40 **MHz!** por canal y están diseñados para la interfaz directamente al cable y canales de datos de fibra tales como ATM, Ethernet [18].

Este medio de comunicación por ondas es costoso para las instalaciones en subestaciones individuales, pero podría ser considerado con alto rendimiento para un sistema que agrupe varias subestaciones eléctricas en un mismo sistema.

2.2.3.2. MAS Radio

Las direcciones múltiples de radio son populares debido a su flexibilidad, confiabilidad y menor espacio. Un enlace de MAS radio consta de un maestro transceptor (transmisor/receptor) y múltiples transceptores remotos que operan en pares de transmisión y recepción de frecuencias en la banda de 900 **MHz!** [18].

MAS radio es un medio de comunicación que ha sido utilizado ampliamente por sistemas SCADA y sistemas de automatización en la distribución. Radio MAS es susceptible a amenazas de seguridad como son: la denegación de servicio, interferencia de radio, reproducción y escuchas.

Además, las frecuencias con licencia utilizadas por estos sistemas son fácilmente disponibles en el dominio público. Para esta razón es importante que los sistemas que utilizan MAS radio deben protegerse de intrusos utilizando un servidor de seguridad o firewall.

2.2.3.3. Sistemas por satélite

Los sistemas de satélites ofrecen un servicio de datos de alta velocidad que se han desplegado en dos formas diferentes, ampliamente categorizado por sus órbitas [18] [17].

En primer lugar es el sistema de órbita geo síncrona GEO de comunicaciones por satélite a principios de 1960 los cuales operan en una órbita terrestre 35.900 km por encima del suelo. Estos satélites se usan comúnmente hoy en día para distribuir programas de radio y televisión y son útiles para ciertas aplicaciones de datos como es el caso de las subestaciones eléctricas y el uso de la energía. En si como por ejemplo la supervisión de las redes eléctricas mediante las PMU [18] [60]

Debido a las grandes distancias a los satélites, los sistemas de GEO requieren relativamente grandes antenas parabólicas con el fin de mantener los niveles de potencia de la respuesta del satélite a un nivel manejable. Debido a las distancias involucradas, cada viaje de la tierra al satélite y la antena requiere un lapso de tiempo de 0,25 s.

Algunas configuraciones de satélite requieren todos los datos pasen a través de una estación de tierra en cada salto hacia o desde el usuario final, lo que duplica este tiempo antes de que un paquete es entregado al dispositivo final. Si el protocolo de comunicaciones requiere reconocimientos de capa de enlace para cada paquete (típico de la mayoría de los protocolos SCADA), esto puede añadir hasta un segundo para cada ciclo de sondeo/respuesta [18].

Una segunda tecnología satelital, es de baja órbita terrestre LEO. LEO funcionan a altitudes mucho más bajas de 500 a 2.000 km. Debido a la menor altitud, los satélites están en movimiento constante, por lo que una antena fija, altamente direccional no se puede utilizar.

Pero para compensar esto, las distancias más pequeñas requieren niveles de

potencia más bajos, por lo que si hay un número suficiente de satélites en órbita y si su funcionamiento se coordina adecuadamente. LEO puede proporcionar datos de alta velocidad en todas partes o servicios de voz de calidad en cualquier parte de la tierra. Los sistemas LEO pueden desplegarse rápidamente usando estaciones terrenas relativamente pequeñas.

Todos los sistemas de satélite son objeto de escuchas, así que el uso de medidas de seguridad apropiadas es indicado para evitar la pérdida de información confidencial.

2.2.3.4. Sistema de mensajes cortos

SMS utiliza el FOCC y el RECC de los sistemas de telefonía celular para proporcionar servicio de comunicación de dos vías para los mensajes de telemetría muy cortos.

El FOCC y RECC son las instalaciones utilizadas normalmente para autorizar y establecer llamadas de teléfonos celulares. Dado que los mensajes son cortos y el canal no se utiliza durante una llamada de voz, existe un exceso de ancho de banda no utilizado disponible en todos los sistemas de teléfonos celulares analógicos existentes que se pueden utilizar para este servicio [18].

Los sistemas de SMS envían información en breves ráfagas de 10 bits en la dirección de avance (salida) y en la dirección de reverso (de entrada) a 32 bits, por lo que muy adecuado para el control y los mensajes de estado de las RTU en las subestaciones.

2.2.3.5. Radio de espectro ensanchado y LAN inalámbricas

Estos sistemas suelen utilizar una de varias variantes de la tecnología de espectro expandido y ofrecen una alta velocidad en el servicio de punto a punto o de

2.3. Componentes de las Redes de Comunicación

Las redes de comunicación comprenden de varios tipos de redes que ayudan a la comunicación de subestaciones eléctricas, pero depende mucho de varios factores para tener una conexión exitosa y en el menor tiempo posible. Las redes para la interconexión de subestaciones se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Red de Área Local LAN.
 - Red Privada Virtual VPN.
- Red de Área Ampliada WAN.
- Red de Área Metropolitana MAN.

2.3.1. Clasificación Geográfica de Redes

Las redes conforman varias características como son la velocidad de envío y recepción de datos, la topología de conexión de sus elementos y sobre todo la más importante que es el espacio geográfico. Las redes más utilizadas son LAN, WAN y MAN. La red LAN es más rápida y posee un alcance hasta los elementos del patio de una subestación, por lo que la transferencia de las funciones de medición, comandos de control, configuración y datos históricos entre los dispositivos inteligentes también es rápida. La red eléctrica de una empresa distribuidora requiere una Red WAN, que agrupe redes LAN existentes que en este caso serían las subestaciones. En la tabla 2.4 [16] se muestra las diferentes redes y sus características.

Características	LAN	MAN	WAN
Espacio Geográfico	Edificio o Campus	Ciudad o Región	País o Continente
Propiedad	Entidad Privada	Privada o Pública	Típicamente Pública
Velocidades	10 Mbps	100 Mbps	100 Gbps
Topologías físicas	bus, anillo estrella	anillo, bus malla	punto a punto malla
Ejemplos	Red Ethernet con impresora compartida base de datos compartida WiFi	Televisión por cable ADSL entre LANs WiMAX, WiFi Mesh ATM	ADSL, GPRS, Frame Relay, 3G ATM

Tabla 2.4: *Características de Redes*

Fuente: [16] C. Gordon, *Practical Modern SCADA Protocols: DNP3, 60870.5 and Related Systems*.

2.3.2. Red de Área Local

Las redes de área local son las redes más usadas a nivel de cualquier entidad como puede ser en un edificio, casa, industria e incluso en una subestación eléctrica. La red como su propio nombre lo indica es local se conecta varios dispositivos de varias topologías con características propias de la red.

Una red LAN puede consistir de ordenadores, impresoras, dispositivos de almacenamiento y otros dispositivos compartidos o servicios disponibles para un grupo de usuarios dentro de una área geográfica local. Estos dispositivos están conectados entre sí ya sea a través de cable de cobre, cable óptico (fibra), o medios inalámbricos. La información que pasa a través de la red LAN está controlada por un conjunto de red protocolos que permite el intercambio ordenado de datos entre aplicaciones y dispositivos, aunque éstos pueden provenir de diferentes empresas y fabricantes.

LAN se caracteriza por la alta velocidad de transmisión sobre una zona geográfica limitada. Thick Ethernet (10Base5) fue una solución para estas redes, utiliza una topología en bus con un cable coaxial que conecta a todos los nodos entre sí, existe terminadores en los extremos del cable y cada nodo se conecta al cable con un dispositivo llamado transceptor. Trabaja a 10 Mb/s sobre una distancia máxima de 500 m [64].

2.3.2.1. Estándares de LAN

Las redes LAN se manejan a base de normas de la IEEE para definir varios aspectos de comunicación como son las seguridades en el envío de datos, las capas de enlace, las direcciones físicas y las técnicas de acceso. para esto se tienen en cuenta 3 Normas que son:

- 802.2 Control de enlaces lógicos.
- 802.3 Redes CSMA/CD.
- 802.5 Redes Token Ring.

802.2 Control de enlaces lógicos

Las dos capas inferiores del Sistema de Interconexión Abierto (OSI) son la capa de enlace de datos y la capa física. Para las redes LAN se utiliza el modelo OSI, en la redes LAN se divide la capa de enlace de datos en dos subcapas, LLC y MAC, estas capas se encuentran en el estándar IEEE 802.2 [65]. Esto permite la facilidad en el mapeo entre diferentes capas físicas de la red LAN. En la tabla 2.5 se define la manera o la forma como se trasmiten los datos al medio físico.

Dirección DSAP	Dirección SSAP	CONTROL	INFORMACIÓN
8 bits	8 bits	8 o 16 bits	Valor Entero

Tabla 2.5: *Estructura del Enlace Lógico Control LLC*
Fuente: [65] IEEE, Computer Society, Logical Link Control.

Dónde:

DSAP : Es un índice que identifica el destino al que se está enviando los datos para comunicarse con el medio físico.

SSAP : Es un índice que identifica al punto de acceso de servicio que se utiliza para comunicarse con el medio físico.

La subcapa MAC proporciona direccionamiento y control de canal como también considerada la dirección física del dispositivo que es un valor único que permite que varios dispositivos compartan la misma LAN, sin importar para que aplicación está destinada el medio físico. Mientras LLC provee direcciones a puntos de accesos de servicio Service Access Point (SAP); las redes medianas LAN son las que utilizan bus de anillo o topologías inalámbricas y esto se ve reflejado en la conexión de dispositivos IEDs en subestaciones eléctricas.

802.3 Redes CSMA/CD

El estándar IEEE 802.3 CSMA/CD detecta si existe una colisión. Si dos dispositivos de una subestación transmiten datos simultáneamente por el mismo canal, los datos no acabarían de transmitirse sino que detendrían de una forma abrupta la transmisión de datos para no ocasionar daños, con esto se logra ahorrar dinero y tiempo [66]. Tanto IEEE 802.2 y 802.3 fueron evolucionando y se han publicado en los nuevos tipos de medios de comunicación con características diferentes. El estándar IEEE 802.3 trabaja sobre medios de comunicación como cable coaxial, cables de par trenzado UTP y sobre fibra óptica. La estructura de IEEE 802.3 se muestra en la tabla 2.6.

Delimitador del Comienzo de la Trama	MAC de Destino	MAC de origen	Longitud	Datos LLC	Secuencia de Trama
--------------------------------------	----------------	---------------	----------	-----------	--------------------

Tabla 2.6: *Método de acceso a la capa física*

Fuente: [66] IEEE, *Carrier sense multiple access with Collision Detection*

802.5 Redes Token Ring

La norma IEEE 802.5 define un protocolo Token Ring como una arquitectura de red desarrollada por la empresa IBM cerca de los años 70 con topología

física en anillo y técnica de acceso de paso de testigo, el cual usa un frame de 3 bytes llamado token que viaja alrededor del anillo. Token Ring se recoge en el estándar IEEE 802.5 [25] [65] [66]. Actualmente se encuentra en desuso por la popularización de Ethernet y no es empleada en diseños de redes. Con CSMA/CD, varias estaciones de trabajo pueden transmitirse por el cable al mismo tiempo causando potencialmente colisiones. Cuando se produce una colisión los datos se detienen abruptamente y vuelven a trasmitirse enseguida. Con Token Ring, sólo una estación de trabajo está permitido transmitir en el cable, que es la estación de trabajo actualmente en posesión del testigo [25].

Si una estación de trabajo que posee Token ha completado su transmisión en el cable, pasa el testigo a la siguiente estación de trabajo. Esto es una ventaja sobre CSMA/CD cuando la red tiene un menor número de estaciones de trabajo. Como aumenta el número de estaciones de trabajo, la ventaja es que se pierde y el CSMA/CD finalmente gana. Cuando Token Ring fue introducido por primera vez por IBM, que poseía una velocidad de 4 Mb/s, por lo que no ofrece ninguna ventaja sobre redes CSMA/CD.

En la figura 2.20 se observa una topología de una red LAN en un sector industrial.

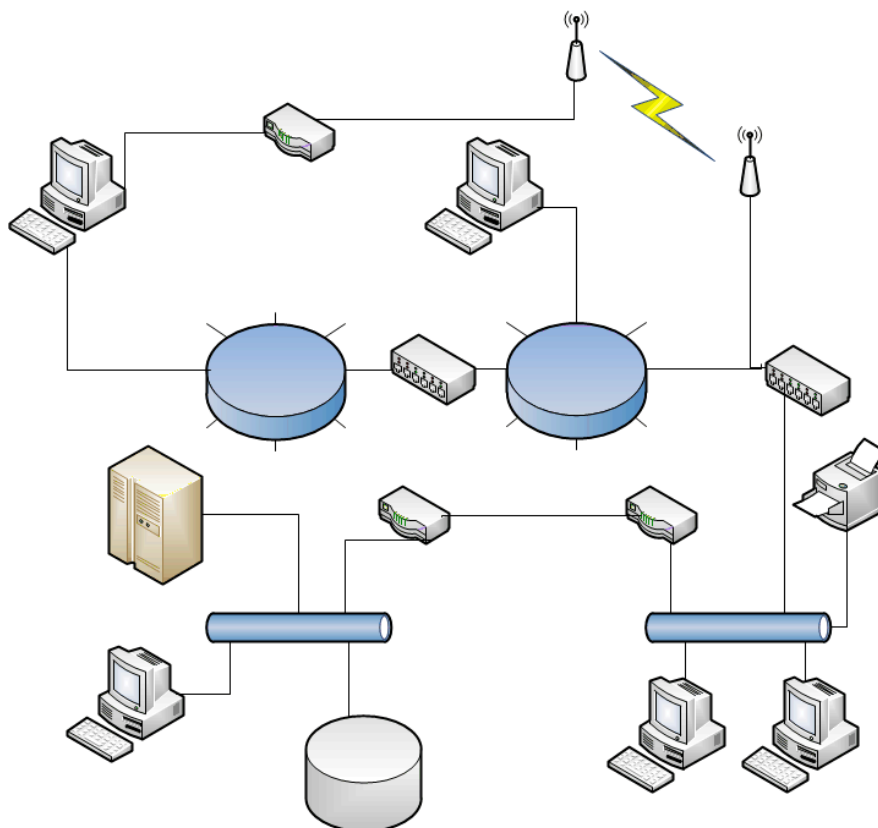


Figura 2.20: Topología de una red LAN
Fuente: [25] R. B. James Edwards, *Networking Self-Teaching Guide*

2.3.3. Red de Área Metropolitana

Las Redes MAN se refiere a un término de Red Metropolitana y este tipo de red surge de la expansión de las redes LANs. El término red área metropolitana es un poco nebuloso y abarca una gran variedad de diferentes escenarios de red.

El denominador común en todas estas redes es que cubren áreas que son mucho más grandes que una LAN convencional. El desarrollo tecnológico de fibra óptica de los dispositivos de red ha facilitado el crecimiento de las redes MAN, tanto privados como públicos. La fibra óptica permite que la red se estire a lo largo de varios kilómetros por una ciudad. Los Estándares ISO y ANSI establecen la FDDI y se refiere a la comunicación que une varias redes MAN y así se puede enlazar varias redes LAN por fibra óptica.

Las redes MAN utilizan dispositivos casi idénticos a los de una red LAN pero

se agregan algunos con mayor capacidad de información como los servidores. Una red MAN se muestra en la figura 2.21.

- Hubs (Concentradores).
- Repetidores.
- Bridges (Puentes).
- Routers (Encaminadores).
- Gateways.
- Servidores.
- Módems [25].

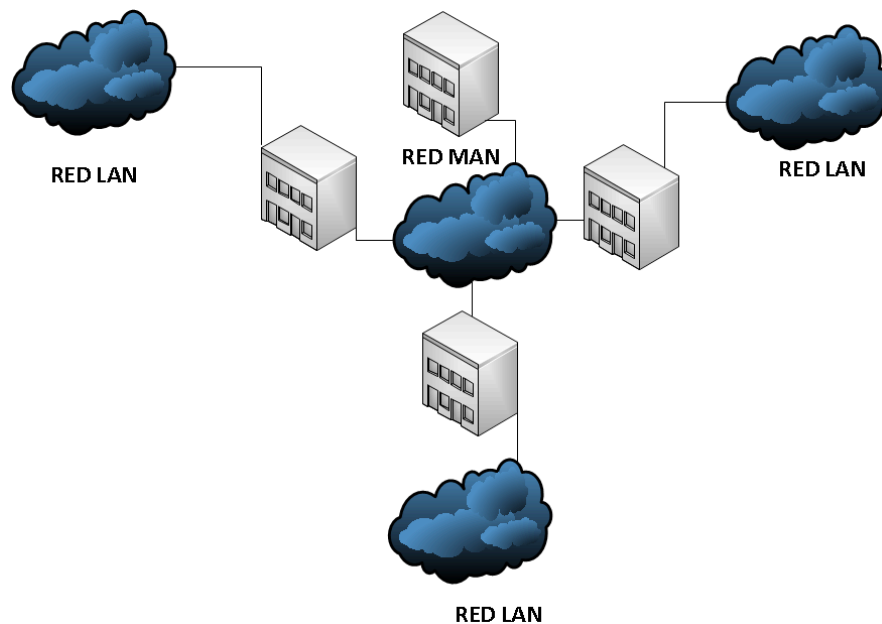


Figura 2.21: *Topología de una red MAN*

Fuente: [25] R. B. James Edwards, *Networking Self-Teaching Guide*

2.3.4. Red de Área Amplia

El principal uso de una red WAN es proporcionar una red de alta velocidad de datos entre dos redes geográficamente distantes. Las Redes WAN se construyeron a partir de una amplia gama de niveles de servicio que se puede obtener

a partir de las compañías telefónicas [25]. Estos pueden ir desde lento, de baja calidad analógica en circuitos hasta servicios de alta velocidad de señales digitales.

El POTS se refiere a la utilización de grado de voz de líneas telefónicas para formar una conexión de datos de punto a punto. Debido a que estas líneas de voz se pueden encontrar en muchos lugares alrededor del mundo, es posible para crear una conexión WAN entre dos redes LAN que están lejos aparte. La topología de conexión de POTS se muestra en la figura 2.22.

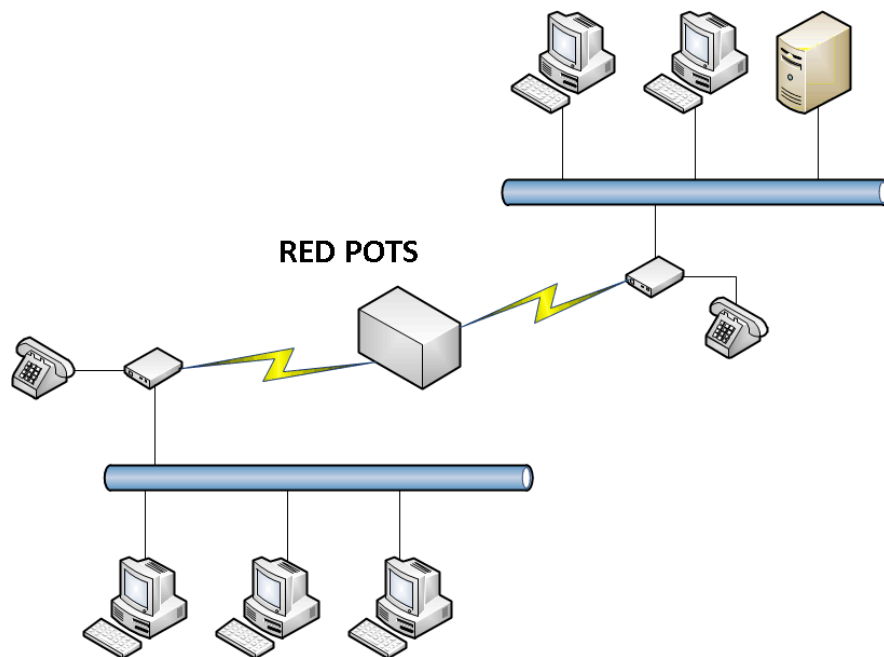


Figura 2.22: *Topología de POTS con Red WAN*
Fuente: [25] R. B. James Edwards, *Networking Self-Teaching Guide*

La figura 2.22 [25] muestra dos redes LAN y esta puede ser dos ciudades. Las redes WAN son de ajuste manual es decir cada módem puede estar ajustado a la respuesta automática, para recibir los datos en otro modem, este responderá a la llamada y permitirá que la conexión se complete. Este tipo de Red POTS es muy antigua hoy por hoy, sigue en funcionamiento, pero además existen otros tipos de redes con los que las redes WAN són mas potentes y veloces. El tipo de conexión POTS que puede hacer en algunas zonas rurales.

La velocidad de la conexión de WAN está determinada por el tipo de módem y la calidad de la señal de la línea telefónica a la que está conectado al modem.

La red WAN esta entre velocidades de 28,8 y 57.6 kb/s pero actualmente existen dispositivos en el mercado que automatiza el proceso de marcación. Estos se consideran que “dial-on-demand routers”. Estos dispositivos residen en la LAN y la voluntad de marcar automáticamente un número pre programado cuando detectan que los datos recibidos de la red están destinados a una red LAN en el otro extremo de la línea telefónica.

Algunos dispositivos basados en módem son capaces de alcanzar velocidades de 115 kb/s. Como otras tecnologías de acceso tienen presentadas al público, tales como el acceso a Internet a través de ADSL de cable y fibra hasta lugares donde se necesita la información.

Las redes WAN además de hacer una red mediante POTS puede realizar otros tipos de conexiones de redes LAN como por ejemplo:

- Red Digital de Servicios Integrados.
- Red WAN punto a punto.
- Frame Relay.

Red de Servicios Integrados digital ISDN es un conjunto de estándares para proporcionar de voz, datos, vídeo y transmisión a través de una red telefónica digital. Es similar a una red POTS y es capaz de utilizar cableado de las instalaciones existentes para realizar una conexión de llamada a otra extensión.

2.4. Módulos de comunicación en los IEDs

Los módulos de comunicación de los IEDs son tarjetas que cuentan con interfaces de Serial, Ethernet o Fibra Óptica, son las bases conectoras para que se comuniquen por un medio de comunicación, se enlace y pueda formar una topología de red en una subestación eléctrica. Los módulos de comunicación se pueden clasificar de varias formas dependiendo del fabricante en la actualidad los equipos SIPROTEC disponen de módulos de acuerdo a su protección a la cual

están destinados a proteger, pero las tarjetas de comunicación están acorde al tipo de Protocolo con el cual van a trabajar. Los IEDs no siempre van a disponer del mismo módulo de comunicación, esto implica realizar una nueva conversión de medios para tener un enlace de comunicación único.

Los equipos SIPROTEC disponen módulos de comunicación para la comunicación del sistema SCADA como se muestra en la figura 2.23

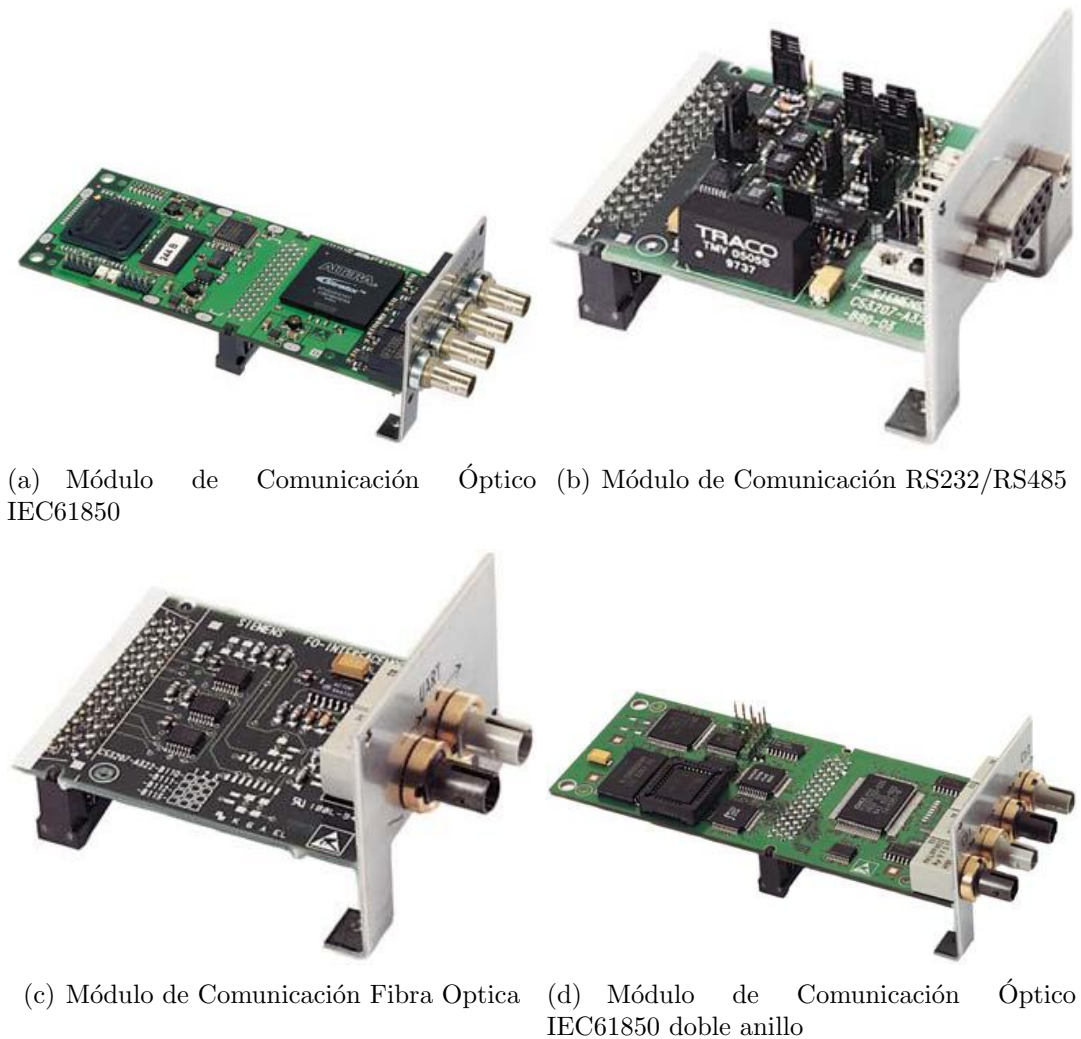


Figura 2.23: *Diferentes módulos de comunicación en IEDs Siemens*
Fuente: [21] A. Pereira, “Redes Ethernet en Subestaciones”

IEC 61850 Ethernet

Desde 2004, la red Ethernet basada en protocolo IEC 61850 es el estándar mundial para los sistemas de protección y de control empleados por las empre-

sas de suministro de energía. Siemens fue el primer fabricante que soporta este estándar. Por medio de este protocolo, la información también se puede intercambiar directamente entre las unidades de bahía con el fin de establecer sistemas sencillos sin enclavamiento para bahía y sistema de enclavamiento.

IEC 60870-5-103

IEC 60870-5-103 es un protocolo estandarizado internacionalmente para la comunicación eficiente en el área protegida. IEC 60870-5-103 es apoyado por un número de fabricantes de dispositivos de protección y se utiliza en todo el mundo.

PROFIBUS-DP Serial

PROFIBUS-DP es un estándar reconocido por la industria de las comunicaciones y el apoyo de una serie de PLCs y los fabricantes de dispositivos de protección.

MODBUS RTU o TCP/IP

MODBUS RTU es una norma reconocida en la industria de las comunicaciones y el apoyo de una serie de PLC y los fabricantes de dispositivos de protección.

DNP 3.0 Serial o Ethernet

DNP 3.0 es un protocolo de comunicación basado en mensajería. Los Equipos SIPROTEC 4 unidades son totalmente Nivel 1 y Nivel 2 compatible con DNP 3.0. DNP 3,0 es apoyado por un número de fabricantes de dispositivos de protección.

CAPÍTULO III

Implementación del medio de comunicación industrial

Los diferentes protocolos que han sido estudiados en el capítulo 2 son la base de análisis para la implementación del IED, hay que tener en cuenta que la implementación se rige al tipo de protocolo que cuenta el modulo del IED. Los datos que contenga el IED se los almacenará en un concentrador de datos llamado gateway y posteriormente se realizará un sistema SCADA con protocolos de telecontrol.

Los protocolos de telecontrol son esenciales para la comunicación del Sistema SCADA, no solo se debe regir en los protocolos de campo que han sido estudiados en el capítulo 2. Se debe tener claro que es interoperabilidad y como se la define y que tipo de protocolos existe para realizar un sistema SCADA de telemando y de telecontrol.

3.1. Protocolos de comunicación de interoperabilidad

Los Protocolos de interoperabilidad son los que son capaces de intercambiar información de diferentes marcas de dispositivos electrónicos inteligentes, e incluso intercambiar sistemas del mismo fabricante. La IEEE lo define de la siguiente manera.

*“La capacidad de dos o más sistemas o componentes de intercambiar información y usar la información que fue intercambiada”*⁶

Así mismo hace referencia el concepto de interoperabilidad con el concepto de compatibilidad y a la cual la define como la capacidad de dos o más sistemas o componentes para realizar sus funciones requeridas mientras busca el mismo medio de hardware o software.

⁶S. Coordinating, *“IEEE Standard Glossary of Software Engineering Terminology,”* vol. 12, 1990, pag. 42

La interoperabilidad significa ahorro en hardware y software ya que antes las empresas de distribución tenían que adquirir todo un “KIT” del mismo fabricante, ahora con el desarrollo de nuevas normas se diversifica el mercado a que relés, protecciones de campo, RTU, switch, elementos de potencia, puedan intercambiar la información de comunicación. Este desarrollo se lo debe a más de 20 años de experiencias de los Protocolos IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104 y DNP 3.0 que a base de investigación se logró realizar la Norma IEC 61850 que es la norma más versátil y capaz de intercambiar información de dispositivos de diferentes fabricantes.

La Norma IEC 61850 se compone de diferentes partes ya que es muy amplia para su estudio, las partes se las describe en la siguiente tabla 3.1 [67].

Parte	Especificación
IEC 61850-1	Introducción y visión general
IEC 61850-2	Glosario
IEC 61850-3	Requisitos generales
IEC 61850-4	Sistema y gestión de proyectos - Ed.2
IEC 61850-5	Requisitos de comunicaciones para las funciones y modelos de dispositivos
IEC 61850-6	Configuración de idioma para la comunicación en subestaciones eléctricas relacionadas con IEDs - Ed.2
IEC 61850-7	Estructura de comunicación básica para equipos de subestaciones y alimentadores
IEC 61850-7-1	Principios y modelos - Ed.2
IEC 61850-7-2	Extracto de servicios de comunicaciones de interfaz (ACSI) - Ed.2
IEC 61850-7-3	Clases comunes de datos - Ed.2
IEC 61850-7-4	Compatible clases de nodos lógicos y clases de datos - Ed.2
IEC 61850-7-10	Las redes de comunicación y sistemas de automatización de la red eléctrica - Requisitos de acceso basado en la web y estructurado para los modelos de información IEC 61850 [Aprobado nuevo trabajo]
IEC 61850-8	Cartografía específica de servicios de comunicación (SCSM)
IEC 61850-8-1	Asignaciones a MMS (ISO/IEC9506-1 e ISO / IEC 9506-2) - Ed.2
IEC 61850-9	Cartografía específica de servicios de comunicación (SCSM)
IEC 61850-9-1	Los valores de muestra a lo largo serial punto a multipunto unidireccional enlace punto
IEC 61850-9-2	Los valores incluidos en la muestra más de la norma ISO / IEC 8802-3 - Ed.2
IEC 61850-10 -	Pruebas de conformidad

Tabla 3.1: *Partes de la Norma IEC 61850 ed. 2*
Fuente: [67] *International Electrotechnical Commission IEC, IEC 61850-1*

3.1.1. IEC 61850

La Norma IEC 61850 es una norma realizada por la IEC que es un organismo con sede en Suiza y que desarrolla varias normas en varios campos como electróni-

ca, electricidad, transporte, telecomunicaciones. Esta norma fue desarrollada gracias a los avances en las normas IEC 60870-5-10x y el protocolo DNP 3.0 con objetivos específicos que se los puede definir de la siguiente manera [67] [11] [12] [49].

- Reducir el número de protocolos de comunicación existentes en el interior de la subestación eléctrica.
- Se haga la integración entre dispositivos de diferentes fabricantes más fácil (interoperabilidad).
- Hacer que el acceso a todos los datos de la subestación sea más fácil:
 - Todos los datos accesibles a todas las aplicaciones.
 - Haga el intercambio de datos entre las empresas de servicios públicos más fácil.
- Acuerdo entre fabricantes y usuarios sobre la libre intercambio de información entre las unidades.
- Comunicaciones de independencia con respecto a la tecnología.
- Perfiles de comunicación basados por las normas internacionales:
 - IEC / IEEE / ISO / OSI.
 - Es decir, MMS, TCP/IP, Ethernet.
- Beneficios de la tecnología LAN:
 - Nivel físico común.
 - Comunicaciones gran ancho de banda.
 - Incorporación a las redes corporativas de la empresa [68] [67] [49].

Las partes ya detalladas brevemente en la tabla 3.1 están desde la uno hasta la diez según la edición 2, ahora se trata de explicar brevemente cada parte sin entrar en detalles en algunas de ellas y en otras se estudiara un poco más ya que son partes que se refieren específicamente a la comunicación.

IEC 61850-1 se refiere específicamente a la introducción y la explicación del contenido de las demás partes.

IEC 61850-2 es el glosario o una colección de términos en el cual se usa en toda la norma.

IEC 61850-3 son los requerimientos generales en los cuales se encuentra los requisitos de calidad, fiabilidad, mantenimiento, seguridad), también las condiciones ambientales, los servicios auxiliares así como otras normas y especificaciones.

IEC 61850-4 es el sistema y gestión de proyectos en el cual brevemente describe lo siguiente:

- La Ingeniería de Requisitos en el cual incluye (parámetros, herramientas, documentación).
- El Ciclo de vida del sistema en el cual está (versiones del producto, la interrupción, el apoyo después de la interrupción).
- Aseguramiento de la calidad (unidad de pruebas, pruebas de tipo, las pruebas del sistema, la aprobación en la fábrica).

IEC 61850-5: esta parte se refiere a los requerimientos de comunicación para funciones y modelos de dispositivos. Esta parte también se define como introducción a enlaces lógicos y la comunicación como son las funciones.

Estas partes ya detalladas se definen como una Introducción a toda la norma, la parte 6 hasta la parte 10 es de gran beneficio y utilidad para el estudio de la comunicación que se pretende en el proyecto.

La parte IEC 61850-6 se refiere exactamente a un lenguaje de comunicación basado en XML y describe la configuración, los parámetros de los IEDs, las configuraciones de comunicación, las relaciones entre los IED.

Su objetivo principal es sin duda el intercambio de datos (*interoperabilidad*) entre herramientas de ingeniería de diferentes fabricantes, figura 3.1.

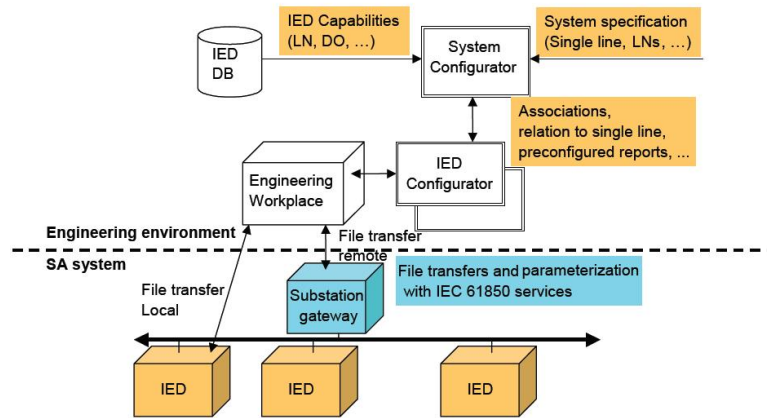


Figura 3.1: Modelo de referencia para el flujo de información en el proceso de configuración

Fuente: [69] International Electrotechnical Commission IEC, IEC 61850-6

SCL forma parte de la Norma IEC 61850, específicamente esta se encuentra en la parte 6 y está define la comunicación entre los dispositivos de la subestación y los requisitos relacionados con el sistema. A continuación se presenta las funciones de SCL [69] [70].

El modelo de Objetos SCL se compone de tres partes básicas que son:

Subestación: Esta parte describe al equipo de maniobras en la vista funcional según IEC 61346-1, su conexión a nivel de línea única es decir su topología, y la designación de equipos y funciones.

Producto: Esto significa que todas las subestaciones automatizadas SA relacionadas con los productos objetos como los IED e implementaciones lógicas del nodo.

Comunicación: Contiene los tipos de comunicación relacionados con objetos, tales como sub redes y los puntos de comunicación de acceso también describe las conexiones de comunicación entre IEDs como una base para las rutas o paths de comunicación entre los nodos lógicos como clientes y servidores.

SCL está conformado por 4 tipos de archivos que se definen los nodos lógicos, elementos de maniobra, comunicaciones, así como el tipo de extensión y el formato de escritura en el IED [69]. Los archivos son los siguientes:

- .icd
- .ssd
- .scd
- .cid

El archivo .icd describe el modelo las capacidades y el modelo de datos pre configurado en el IED como son nodos lógicos, dispositivos lógicos y tipos de dispositivos lógicos. También se encarga de configurar los datos de inicialización del IED y los bloques de control [69].

El archivo .ssd describe una línea de diagrama simple de una subestación con nodos lógicos asociados. El archivo .scd describe la configuración completa de una subestación como también describe diagramas de línea, red de comunicación, configuración de IEDs e información de equipos.

El archivo .cid describe la configuración completa del IED con los parámetros más relevantes de la protección a la cual es asignada. Este archivo es creado por la herramienta de configuración del IED del archivo scd e incluye especificación de configuración de datos del dispositivo. El uso del archivo cid es opcional para la configuración del IED, en la siguiente figura 3.2 se ilustra los archivos que conforman en SCL.

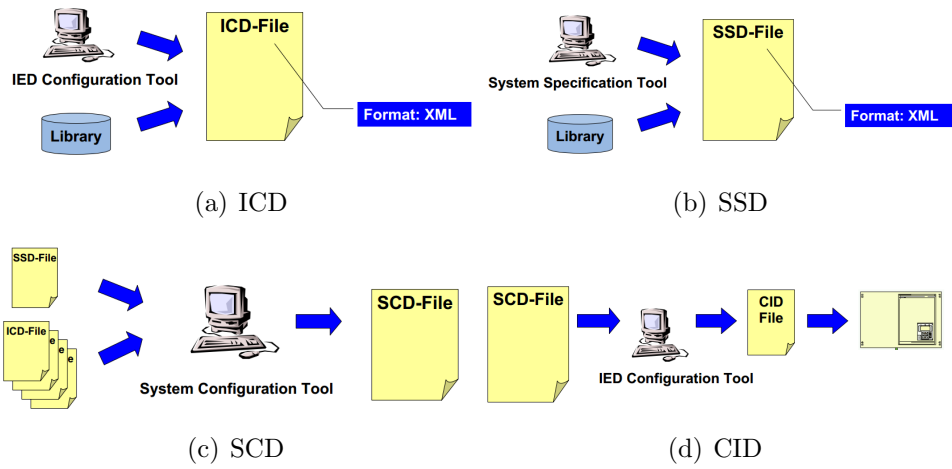


Figura 3.2: *Tipos de archivos SCL*

Fuente: [69] International Electrotechnical Commission IEC, IEC 61850-6

La Norma IEC 61850-7 Estructura Básica de comunicación para subestaciones y equipos de alimentación, se refiere a la estructura de comunicación básica de la subestación y la alimentación de equipos, esta contiene algunas sub normas como son la norma IEC 61850-7-1 que se refiere a principios y modelos, la norma IEC 61850-7-2 se refiere al interface de comunicación conocida como ACSI.

La Norma IEC 61850-7-1 indica también la topología y las funciones de comunicación de SAS muchas funciones son implementadas en los IEDs como también varias funciones pueden ser implementadas en un solo IED o una sola función puede ser implementada en un solo IED, este tipo de topología se la representan la figura 3.3.

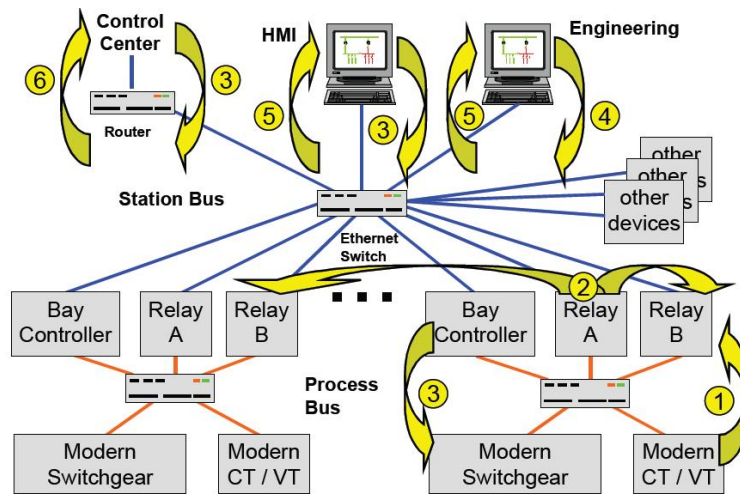


Figura 3.3: Ejemplo de una Topología de una Subestación automatizada según IEC 61850-7-1

Fuente: [71] International Electrotechnical Commission IEC, IEC 61850-7-1

En la figura 3.4 se presenta varios casos en los cuales se indican dos tipos de protecciones como es el tiempo de sobre corriente (51), protección de distancia (21), un condicionamiento de disparo y un Circuit Breaker. Para el caso a) muestra dos funciones que están cableados al interruptor en este caso el circuit breaker, para el caso b) muestra un dispositivo de protección con dos funciones en la cual el disparo “Trip” comunicado vía mensaje de disparo sobre una red a un nodo lógico de un circuit breaker, para el caso c) muestra las dos funciones de protección en dispositivos, que pueden operar tanto en un fallo y donde los disparos se transmiten como mensajes de disparo a través de la red de forma independiente a un nodo lógico LN del disyuntor de circuito XCBR.

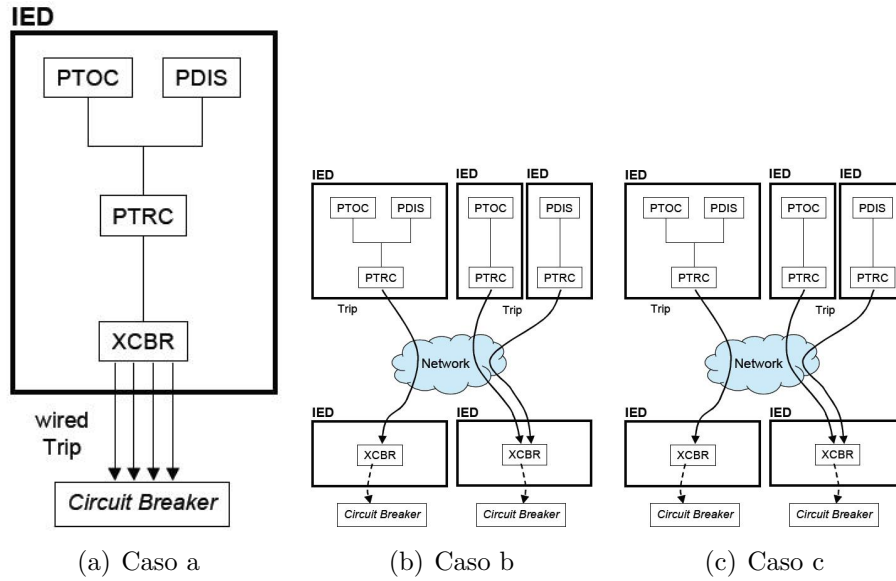


Figura 3.4: *Ejemplo de una composición de IED*

Fuente: [72] International Electrotechnical Commission IEC, IEC 61850-7-2

IEC 61850-7-2 describe la comunicación entre un cliente y un servidor remoto para:

- Acceso de datos en tiempo real.
- Control del dispositivo.
- Reporte de eventos.
- Auto descripción de dispositivos.
- Tipo de Datos.
- Transferencia de Archivos.

La norma también puede ser aplicada para describir modelos del dispositivo y funciones para actividades adicionales como es el intercambio de información de subestación a subestación el intercambio de información entre la subestación y el centro de control, intercambio de información entre las generadoras y el centro de control, intercambio de información para generación distribuida y para el intercambio de información para medición.

Esta parte de la norma describe los modelos de los dispositivos y funciones para actividades adicionales, una de estas funciones es muy interesante como el intercambio de información de subestación a subestación, el intercambio de información a un centro de control mediante el protocolo ICCP así mismo el intercambio de información de centrales eléctricas (hidroeléctricas, térmicas, energías renovables) a un centro de control. La distribución, la generación y la medición también intervienen en el intercambio de información

Los sistemas reales de subestaciones pueden tener varias interfaces para diferentes propósitos. IEC 61850-7-X y IEC 61850 de 8 x, así como IEC 61850-9-x definen interfaces entre dispositivos (*entre dos dispositivos en una relación de cliente / servidor y entre muchos dispositivos en una relación de igual a igual*). IEC 61850-7-X define las interfaces abstractas, mientras que IEC 61850 8 x e IEC 61850-9-x definir interfaces concretas, figura 3.5.

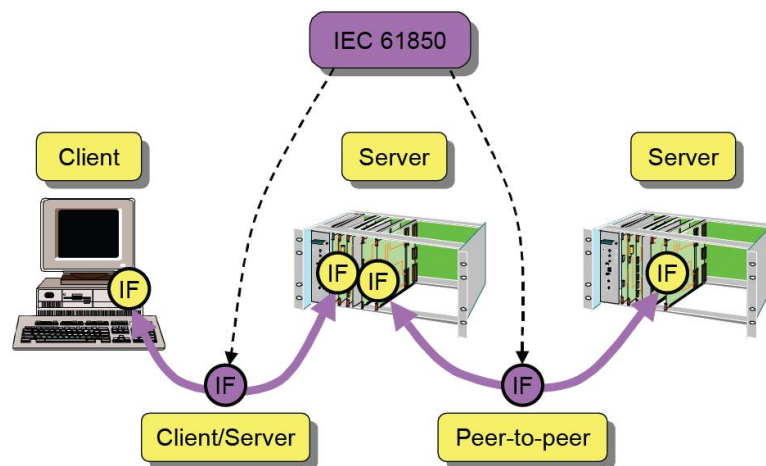


Figura 3.5: Interface dentro y entre los dispositivos

Fuente: [72] International Electrotechnical Commission IEC, IEC 61850-7-1

La Norma IEC 61850-7-3 se refiere un poco más a fondo a la Norma IEC 61850-7-2 y en sí a la comunicación cliente-servidor, esta norma incluye varios aspectos que hay que recalcar como en toda comunicación y es la validez de la fuente de información esta debe ser detectada como buena o como mala, que la señal sea invalida cuando una función de adquisición o la fuente de información pierde o no puede operar sus dispositivos y por ultimo lo califica como dudosa si una función de supervisión detecta un comportamiento anormal, todos estos

parámetros se refieren a la validación.

Si la comunicación detecta errores leves o mayores la norma dispone de “Detalles de Calidad” con identificadores como se muestra en la tabla 3.2.

Detalles de Calidad	Invalido	Dudoso
Sobre Flujo (OverFlow)	X	
Fuera de Rango (Out of Range)	X	X
Mala Referencia	X	X
Falla	X	
Oscilación	X	X
Datos Retardados (Old data)	X	
Inconsistencia		X
Inexacto		X

Tabla 3.2: *Detalles de la Calidad de Comunicación IEC 61850-7-3*

Fuente: [71] *Basic communication structure for substation and feeder equipment – Common data classes*

La IEC 61850-7-4 se amplía más a fondo a la 7-3 y toda su norma está en tablas es decir es un diccionario en el que indica todos los parámetros de las protecciones eléctricas, la simbología y los acrónimos que utiliza esta norma para ser llevado a los dispositivos inteligentes.

La IEC 61850-8-1 Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3 es una norma más real por así decirlo ya que se basa en las Normas Anteriores IEC 61850-7-x, estas normas hacían un estudio abstracto de la comunicación y las clases de datos, mientras tanto aquí se ve una comunicación referentes a las redes de intercambios de mensajes en tiempo real, el mapeo de los routers.

Esta norma se basa en el Standard ISO/IEC 8802-3 y está destaca el estudio de información tecnológica, las telecomunicaciones e intercambio de información

entre los sistemas locales (LAN) las redes de área metropolitana (MAN) y los requisitos específicos de comunicación. Con la IEC 61850-8-1 se puede realizar el intercambio de datos en tiempo crítico y no crítico mediante MMS.

Esta parte de la norma es muy amplia de estudiar ya que se basa en el estudio y análisis de cerca de 46 normas y de varios artículos del instituto de IETF.

La norma IEC 61850-9-1 Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link se refiere a la comunicación entre el nivel de bahía y el Nivel de Procesos como se muestra en 3.6, es aplicado a la comunicación entre las unidades de función de los transformadores de voltaje y los dispositivos de bahía tales como los relés de protección, figura 3.6 y también en la figura 3.7.

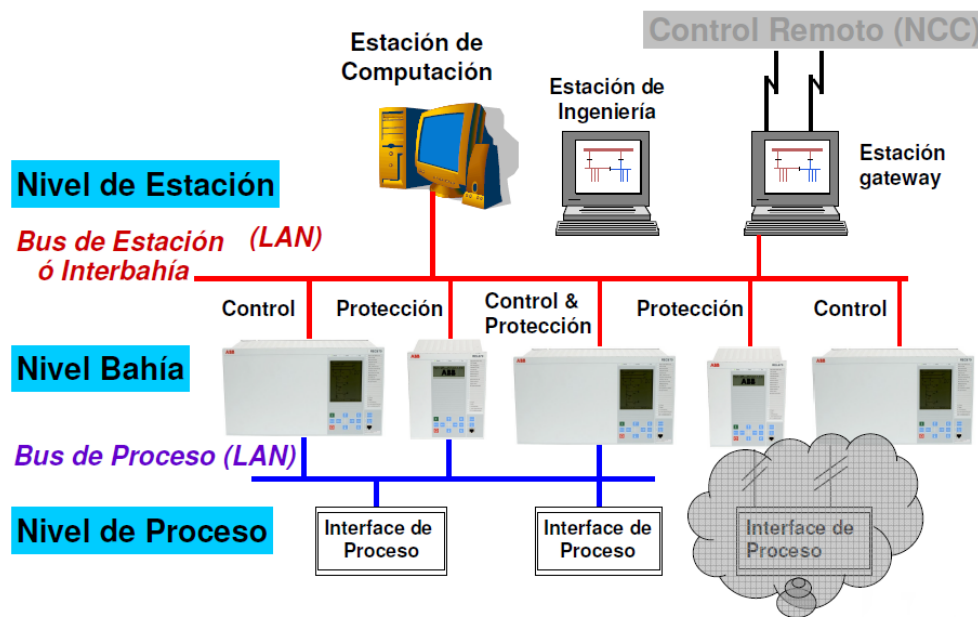


Figura 3.6: *Automatización de Subestaciones SAS*

Fuente: [73] G. Fuentes., IEC 61850 El Nuevo Estándar en Automatización de Subestaciones ABB,” pp. 8-16, 2005.

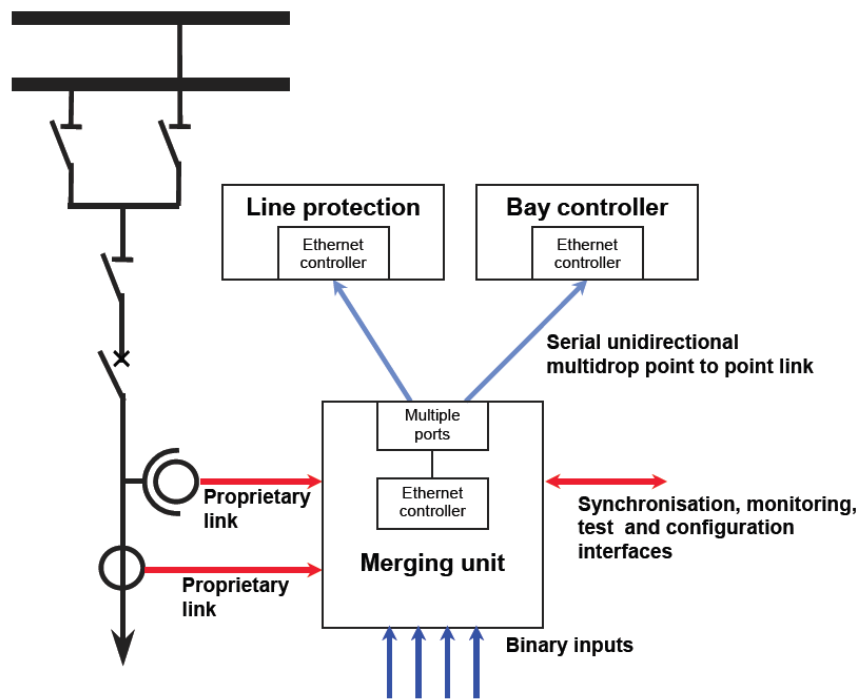


Figura 3.7: *Ejemplo para el uso del enlace serial unidireccional multipunto y punto a punto*

Fuente: [74] International Electrotechnical Commission IEC, IEC 61850-9-1.

3.1.2. Norma IEC 60870-5

Desde hace aproximadamente unos 25 años la IEC empezó a desarrollar una norma para el tele control de equipos y sistemas y esta es la IEC 870, esta norma fue desarrollada de una manera jerárquica y publicada hasta finalizar en el 2005.

La parte IEC 60870-5 hace referencia a transmisión de protocolos también se lo define como un protocolo abierto para la comunicación de SCADA, este protocolo fue definido en base a un modelo de sistema abierto de interconexión (OSI); usando un mínimo conjunto de capas como: la capa física, la de datos, la de enlace y la de aplicación en ese momento la única meta era la interoperación.

Durante este periodo de tiempo de desarrollo de la Norma en Europa por la IEC, Estados Unidos desarrollaba el protocolo DNP 3.0 este protocolo fue capaz de vender no solo en el sector eléctrico sino que también se lo incursiono en el campo del Gas y Agua siendo este un protocolo completo, la telecomunicación

que desarrollaba con las estaciones maestras, las RTU y los IEDs.

El protocolo DNP 3.0 fue desarrollado para lograr la interoperabilidad en los sistemas de las compañías de Agua, Gas y Electricidad pero no se lo logro ya que el término interoperable solo se establecía para dispositivos de la misma marca que cuentan con su mismo lenguaje informático de comunicación.

Tanto DNP 3.0 como IEC 60870-5 no son aptos para un control SCADA en estos tiempos ya que las redes permiten interoperabilidad de varios equipos con varios fabricantes es en el caso de una subestación eléctrica en el cual los equipos de protecciones como IEDs, routers, gateways RTUs, servidores, tienen un mismo lenguaje de comunicación que es IEC 61850 más robusto, más eficaz y un telecontrol en tiempo real.

Los protocolo UCA 2.0, DNP3 e IEC 870 han sido claves para el desarrollo de la Norma IEC 61850 y muy pronto esta servirá como guía para la norma 61499. Esta claro que estas dos normas se fusionarán para crear uno de los temas más automatizados en el mundo de la energía eléctrica como es un SmartGrid.

Los Protocolos propuestos en la tabla 2.3 muestran algunas características de IEC 60870-5-101 e IEC 60870-5-103, por ejemplo quien lo desarrollo, su velocidad, las capas en el modelo OSI y el acceso principal.

3.1.2.1. Norma IEC 60870-5-101

Es una norma realizada por el comité 57 de la IEC para la monitorización de energía eléctrica y forma parte de la Norma IEC 60870- 5. Este protocolo es utilizado para tareas de telecontrol básica entre subestaciones y centro de control local que pertenece al sistema de la empresa distribuidora, la capa de aplicación dispone de una unidad de servicios de datos de aplicación llamada ASDU que es similar al envío de un telegrama. Su comunicación es de tipo serial.

3.1.2.2. Norma IEC 60870-5-102

Parte de IEC 60870-5, es una norma para el telecontrol de sistemas de energía eléctrica, esta norma está encargada de la transmisión de datos y de funciones para sistemas de protección eléctrica como son la protección de distancia, protección diferencial de línea y la protección diferencial de transformador. IEC 102 también se destaca en el telecontrol entre los productores de energía y las empresas distribuidoras en niveles de alto y medio voltaje no así en niveles de bajo voltaje. Su comunicación es de tipo serial.

3.1.2.3. Norma IEC 60870-5-103

IEC 103 como también se la conoce es una norma para el telecontrol de equipos de campo, prácticamente relés de protección (IEDs). IEC 103 presenta las especificaciones de la interfaz informativa de equipo de protección. Cabe recalcar que esta norma no se aplica necesariamente a un equipo que combina las funciones de protección y control en el mismo dispositivo de intercambio en un único puerto de comunicación.

3.1.2.4. Norma IEC 60870-5-104

IEC 104 se aplica sobre equipos de protección y sistemas, es decir, sobre redes LAN en subestaciones eléctricas que incorpora sobre la capa de red y de transporte una comunicación de tipo TCP/IP, IEC 104 establece en su estándar de protocolo basado en X.25 que es para empaquetar los datos. Es la más utilizada en la telemetría de energía eléctrica. En la figura 3.8 se muestra varios de los protocolos mencionados.

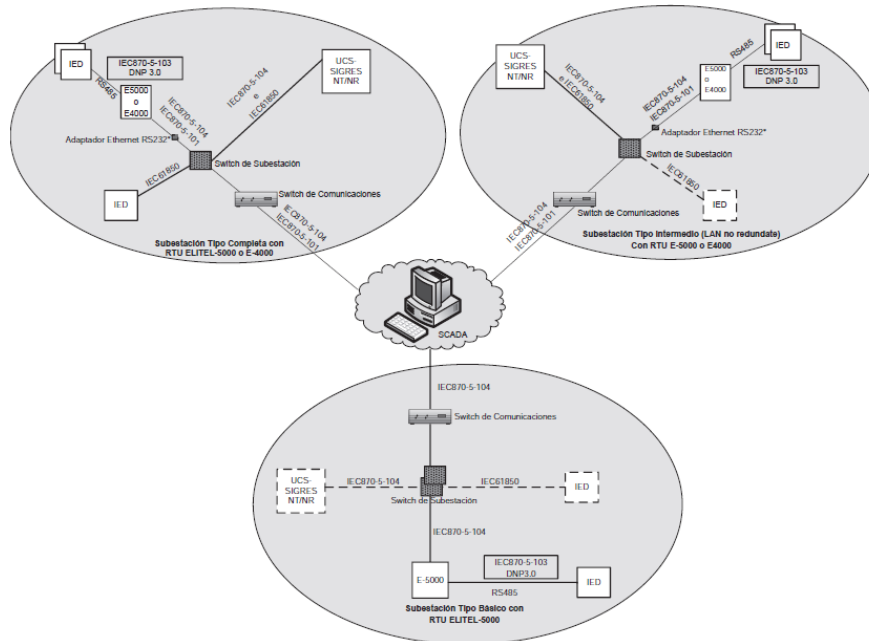


Figura 3.8: *Modelo de SCADA de la E.E.Q.*

Fuente: [75] <http://www.eeq.com.ec>

3.2. Sistemas SCADA en las Empresas de Distribución del Ecuador

Los sistemas SCADA se han convertido en una herramienta potencial para las empresas de distribución, sistemas de potencia e industrias ya que estos ayudan en la adquisición y control de datos en tiempo real, garantizando factores como la confiabilidad y estabilidad del sistema hacia los usuarios finales [76].

Debemos tomar en cuenta que existen SCADAs para cada área de un sistema eléctrico de potencia, en la generación eléctrica se encuentra el EMS, y en la parte de distribución se sitúa el DMS al cual están asociados dos elementos principales que son: El SCADA de Distribución (Distribution SCADA) y el OMS. Todos estos SCADAs se ensamblan para tener un sistema sofisticado ante cualquier falla o problema que se encuentre, brindando una garantía para todo el SEP.

3.2.1. SCADA/EMS

Los centros de control central (CCC) son el cerebro de un sistema de energía, que se integran verticalmente para la vigilancia, el control de la operación y la confiabilidad del sistema en línea, por ejemplo la empresa distribuidora E.E.Q., y los centros de control de área (ACC) quienes se encargan de la supervisión y control del sistema de potencia regional por ejemplo una subestación, realizan su seguimiento y control a través de SCADA/EMS que se instalan en dichos centros.

El SCADA es el principal responsable de las mediciones y control remoto; EMS representa un conjunto de software de primer nivel de aplicaciones en línea para la optimización del sistema de potencia y control [76].

La rápida evolución de las redes de ordenadores y tecnologías de comunicaciones han afectado profundamente a la operación del sistema eléctrico en las dos últimas décadas. Con la ayuda de las computadoras de alto rendimiento, aplicaciones EMS, tales como la estimación en línea del estado, el flujo de carga, el flujo de potencia óptimo, la previsión de carga, el despacho económico, la evaluación de la seguridad dinámica y la estrategia de restauración del sistema han pasado a ser prácticamente aplicables. Estas aplicaciones ha mejorado considerablemente el rendimiento de la operación del sistema de potencia y finalmente han traído enormes beneficios económicos a las empresas eléctricas distribuidoras.

La figura 3.9 muestra las funciones específicas del sistema SCADA/EMS. El SCADA recoge datos de medición del sistema de energía a través de una RTU distribuidos.

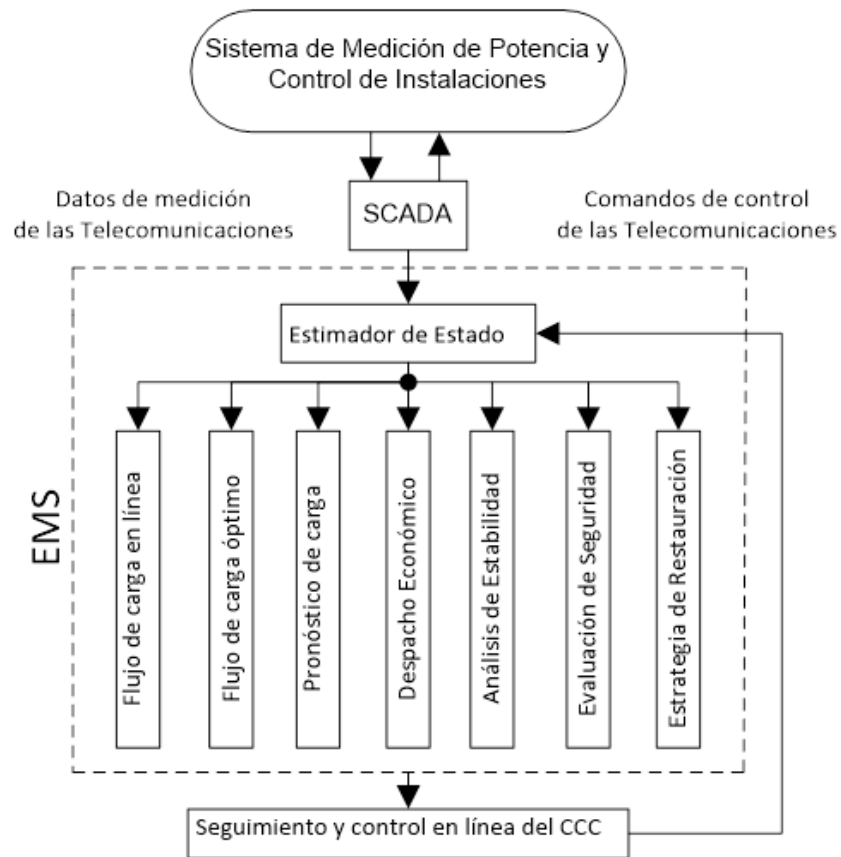


Figura 3.9: *Estructuras de funciones de SCADA/EMS*

Fuente: [76] Communication and Control in Electric Power Systems applications of parallel and distributed processing

Hay dos tipos de datos de medición: uno son los datos digitales que describen el estado de los interruptores y conmutadores, y el otro es los datos analógicos que representan las inyecciones de potencia y el nivel de voltaje en una cierta barra. Estos datos son medidos en baja calidad, ya que no son lo suficientemente estimables para ser aplicada directamente, lo que significa que podría haber errores en ellas, causadas por la modulación, demodulación de señales de comunicación o por algunas perturbaciones aleatorias.

La estimación de estado es el programa que puede convertir estos datos de baja calidad en datos reales a través de la corrección de errores. De acuerdo con la figura 3.9, la estimación del estado es la base de otras aplicaciones de alto nivel de EMS [76].

3.2.2. SCADA/DMS

Es un sistema de información en tiempo real de todas las actividades operativas en una moderna sala de control de distribución. SCADA/DMS mejora la información a disposición de los operadores, personal de operación de campo, representantes de servicio al cliente y en última instancia a los consumidores finales. En el nuevo mundo las empresas de distribución de energía deben competir para ganar clientes.

Todos los días, las empresas de distribución cumplen con los nuevos retos y tiene que mejorar la productividad y reducir los costos de operación y mantenimiento, mientras que ofrece a los clientes un suministro confiable, seguro y una amplia gama de servicios como en el internet. Para lograr el éxito, el uso eficaz de la información y la comunicación es fundamental.

El envejecimiento de la infraestructura de la red ha sido reconocido desde hace bastante tiempo por varias empresas de distribución y por entes gubernamentales. Las empresas de distribución se enfrentan a muchos retos para mejorar los métodos de entrega de energía y la utilización. Algunos de estos retos son, la integración del control sistemas de salas para un mejor flujo de trabajo, las nuevas demandas de los consumidores, las preocupaciones ambientales que conducen a un aumento de la cantidad de generación de energía renovable y la seguridad del suministro.

El desarrollo de las redes inteligentes va a cambiar no sólo la forma del uso de la energía sino que también tienen un gran impacto de cómo administrarlo. En la redes del futuro, la energía no sólo fluirá de la forma tradicional es decir de unas pocas fuentes de centrales de producción de energía a un número de cargas sino que más bien el flujo de potencia será multidireccional.

El SCADA / DMS ofrece las siguientes funciones principales:

- SCADA, seguimiento y control en tiempo real

- Las aplicaciones de red avanzadas, incluida la modelización de la red
- OMS incluido en el SCADA
- Dirección de Obra

El SCADA/DMS también ofrece varios métodos de controlar y monitorear la energía:

- Adquisición de Datos
- Alarmas y Gestión de Eventos
- GIS
- Red de Esquema y Estaciones Diagramas (Sinópticos en Centros de Control)
- Gestionar órdenes de trabajo y servicio para el personal

En la figura 3.10 se aprecia la estructura del SCADA/DMS.

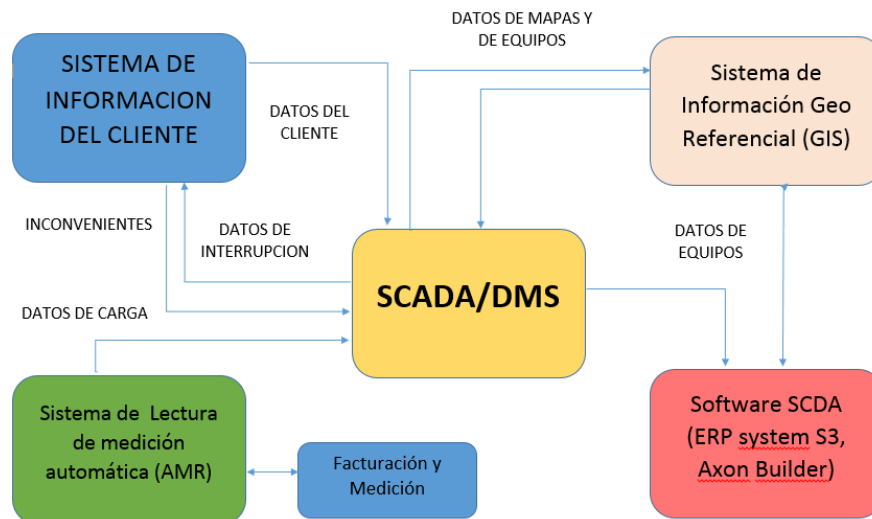


Figura 3.10: Estructuras de funciones de SCADA/DMS

Fuente: [77] <http://www.kalkitech.com/solutions/about-dms>

3.2.3. SCADA/OMS

Con el avance en la tecnología, los sistemas de gestión de cortes OMS (Outage Management System) se han convertido en una herramienta sofisticada que puede ser útil para mejorar la eficacia de la restauración de energía hacia los clientes [78].

La ayuda de interruptores y reconectores de línea automáticos han permitido gestionar mejor las fallas que se causan en un sistema eléctrico, enviado datos en tiempo real y así proporcionar la solución más factible y rápida. Un sistema que asista en el proceso de restauración de energía debe tener las siguientes características:

- La identificación del fusible o interruptor que operaba para que así se pueda interrumpir un circuito o parte de este.
- Llamadas de los clientes en los lugares específicos de problema con la debida respuesta requerida.
- Priorizar los esfuerzos de restauración y la gestión de los recursos en base a criterios definidos, tales como la gravedad de los cortes, y la localización de las instalaciones críticas.
- La entrega de información debe precisar, la magnitud de los cortes y el número de clientes afectados.
- Asistir con personal para el seguimiento en la gestión de equipos de asistencia en la restauración [79].

3.2.3.1. Factores en el Sistema SCADA/OMS

Los factores que integran el Sistema SCADA/OMS son prácticamente todas las funciones que se incorporan para mejorar el desempeño al momento de realizar una gestión de reconexión.

Sistema IVR.- Sistema informático interactivo que puede responder a las llamadas de teléfono, la información de ruta, los datos de compilación, la devolución de llamadas y llamar a los clientes programados [78].

AMR.- Los sistemas que pueden leer a distancia los kWh y registrar automáticamente los valores en una base de datos informática. Algunos sistemas también pueden enviar valores instantáneos para el sistema de lectura del medidor [78].

AMI.- Incluye el mismo hardware, software, comunicaciones y sistemas asociados de los clientes que utilizan los sistemas de AMR, sino que también incluye la comunicación de dos vías para gestionar mejor la demanda, de los posibles clientes que están desconectados o fuera de servicio [78].

GIS.- Esta tecnología recopila, registra y muestra la información geográficamente referenciada, orientados espacialmente. Se puede grabar la ubicación exacta de la infraestructura de servicios públicos y se unen a los registros de información de la construcción, la vida útil o datos de reparación [78] [79].

La figura 3.11 referencia los factores mencionados anteriormente, los cuales componen el SCADA/OMS.

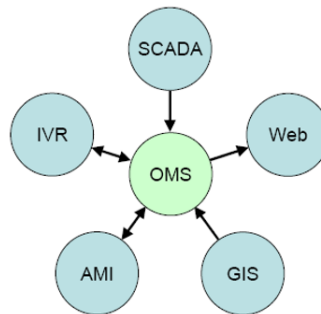


Figura 3.11: *Estructuras de funciones de SCADA/OMS*

Fuente: [80] <http://www.puc.state.nh.us>

Los estados operativos que manejan las distintas partes del SEP actualmente se representan en la figura 3.12, este distribuye sistemas SCADA solamente para distribución y transmisión, mientras tanto la figura 3.13 muestra un sistema SCADA con mayor intervención en la parte de distribución como es el Sistema DMS y OMS.

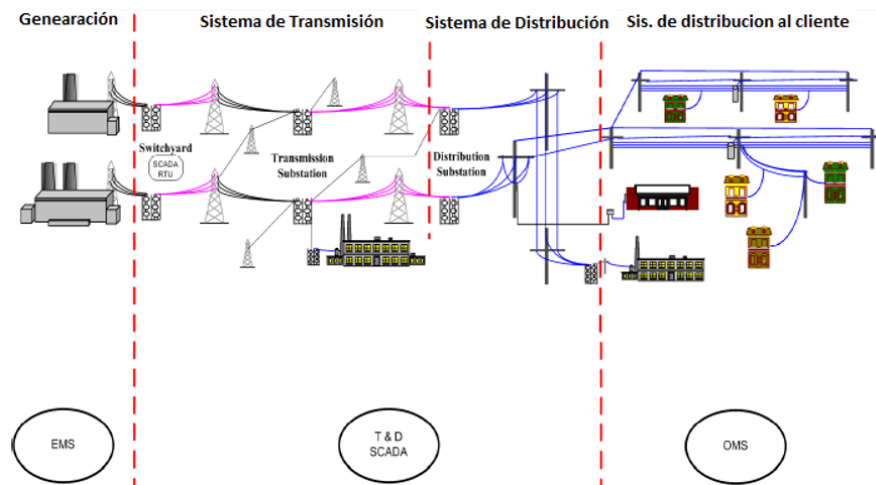


Figura 3.12: Estructuras de funciones de SCADA en el SEP
Fuente: [81] <http://www.emmos.org/>

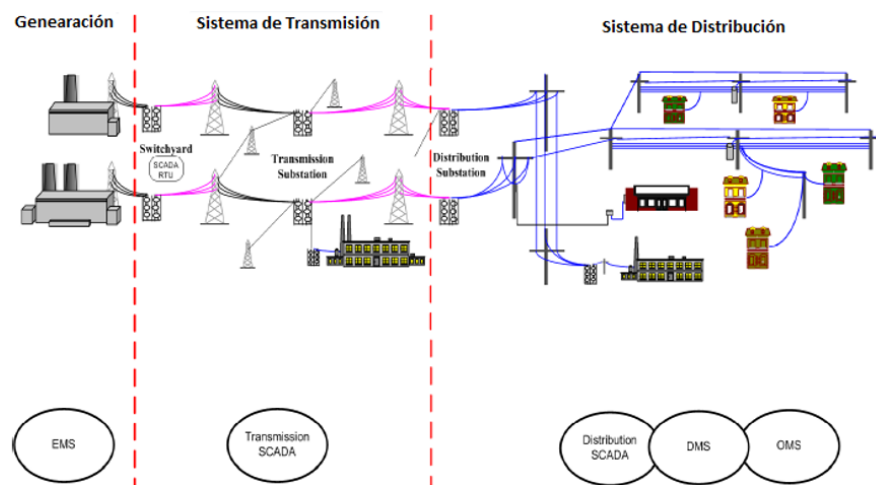


Figura 3.13: Estructuras de funciones de SCADA en el SEP en los siguientes años
Fuente: [81] <http://www.emmos.org/>

3.2.4. Sistema SCADA en la Empresa Eléctrica Quito S.A.

El sistema SCADA que se implantó en la Empresa Eléctrica Quito tiene como objetivos generales la automatización del suministro eléctrico contando con tres elementos primordiales como son: el SCADA, el EMS y el DMS, anteriormente mencionados.

Para lograr este sistema se debía automatizar tanto las centrales de generación como las subestaciones, las cuales se encargan de repartir la energía hacia toda la ciudad. Los medios de comunicación tanto como radio frecuencia y fibra óptica, los elementos del sistema para transportar la información como RTU y

consolas locales, y los centros de control forman parte para esta sistematización de producir y entregar energía [75].

Para cumplir la automatización de subestaciones se deben considerar las siguientes características:

- Portabilidad.- Usar el mismo paquete informático en los varios sistemas operativos, los cuales no dependan de un solo distribuidor en la adquisición de componentes [75].
- Interoperabilidad.- La utilización de módulos de programación en la misma red para interactuar con otros protocolos y componentes del sistema SCADA [75].
- Expansibilidad.- El software principal debe permitir el crecimiento del sistema eléctrico [75].
- Modularidad.- Las modificaciones de aumento, disminución o cambio en programas y en equipos son modulares, el cambio de los componentes no afecta a otros dispositivos.
- Escalabilidad.- Los programas son comunes para los distintos niveles de control, existiendo una organización en pequeñas y grandes estructuras [75].

Existen cuatro niveles de control para formar el SCADA de la E.E.Q., en el nivel 0 se encuentran los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), en el nivel 1, está la red local LAN, seguido del nivel 2 que se sitúa Operador Local y por último en el nivel 3 se halla en centro de control. Todos estos niveles jerárquicos que manejan la automatización de la subestaciones de la Empresa Eléctrica Quito se muestra en la figura 3.14.

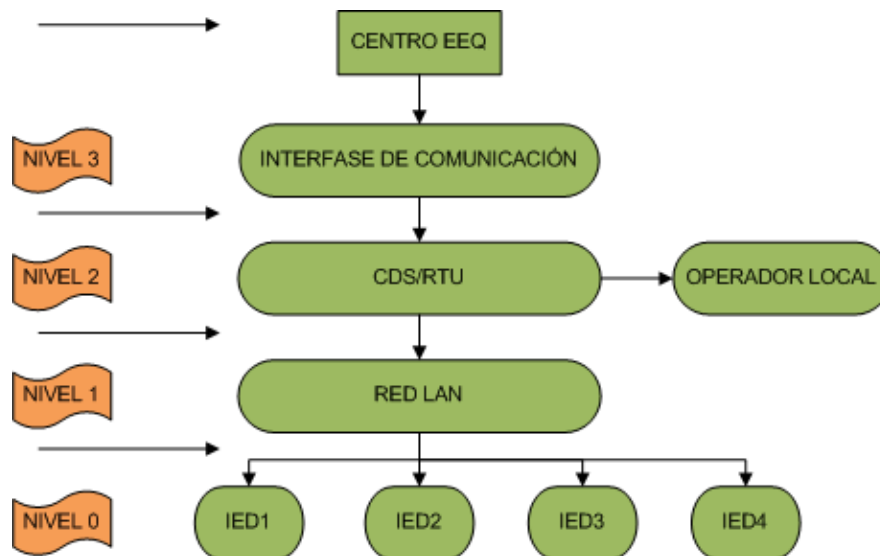


Figura 3.14: Niveles jerárquicos del SCADA de la Empresa Eléctrica Quito
Fuente: [75] R. Ruiz, Nuevo Sistema SCADA Proyecto de Automatización S/E,” p. 22, May 2009.

Además cada subestación incorpora un concentrador de datos (Gateway), este equipo es el que incorpora los diferentes protocolos de comunicación utilizados en la subestación e integra los datos de los dispositivos electrónicos inteligentes para enviarlos a un servidor y este a su vez a la red LAN. En la figura 3.15 se ilustra el concentrador de datos.

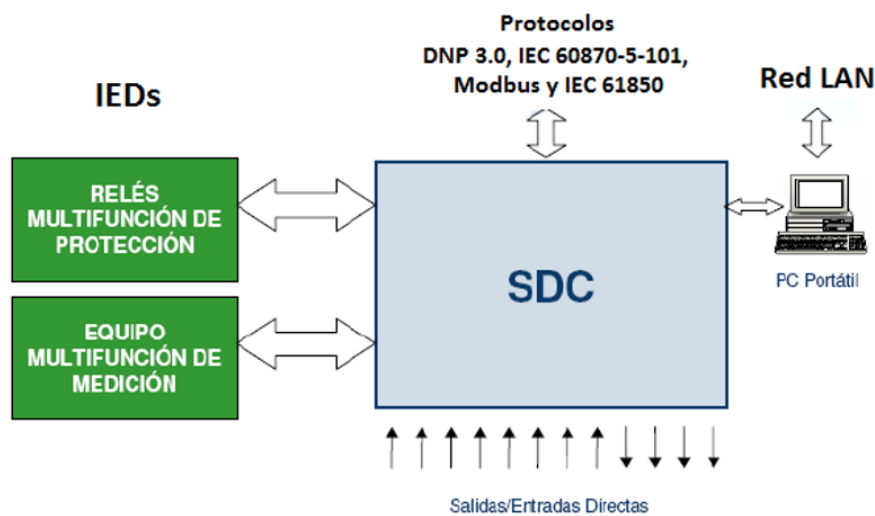


Figura 3.15: Estructura del concentrador de Datos
Fuente: [75] R. Ruiz, Nuevo Sistema SCADA Proyecto de Automatización S/E,” p. 22, May 2009.

Las empresas de distribución como la Empresa Eléctrica Quito, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur y la Empresa Eléctrica Ambato han implementado

o adoptado el SCADA SHERPA de la compañía española ELIOP que siguen una similar arquitectura de comunicaciones en las distintas subestaciones que estas empresas cuentan [82].

La Empresa Eléctrica Quito tiene una arquitectura de comunicaciones que se maneja en la EEQ de cada subestación, se representa por los niveles mencionados anteriormente y estos a su vez se enlazan al SCADA DMS/EMS, como se representa en la figura 3.16.

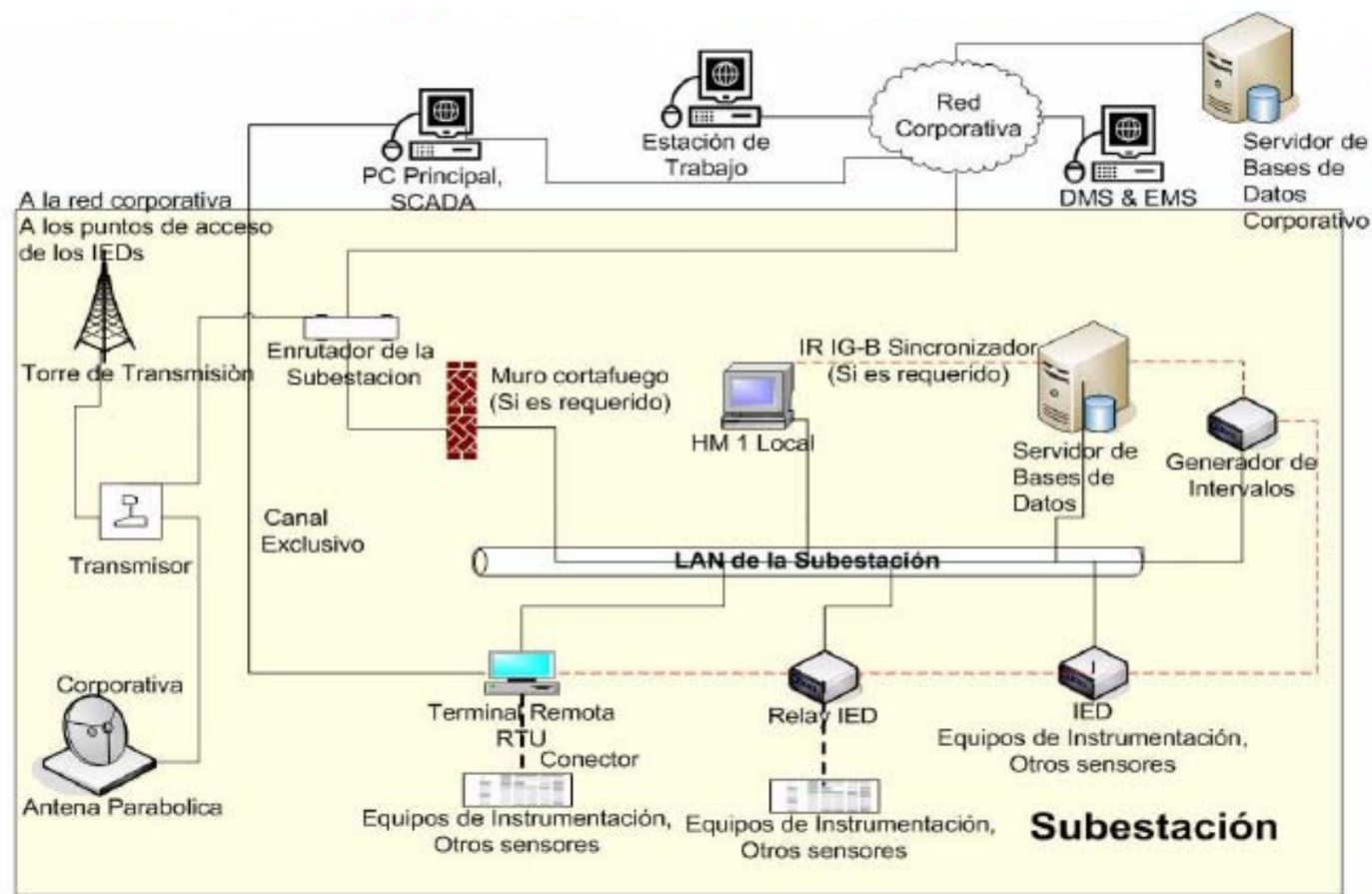


Figura 3.16: Arquitectura SCADA Empresa Eléctrica Quito
 Fuente: [75] R. Ruiz, Nuevo Sistema SCADA Proyecto de Automatización S/E.

En figura 3.17 [83] se muestra la Arquitectura de la CENTROSUR.

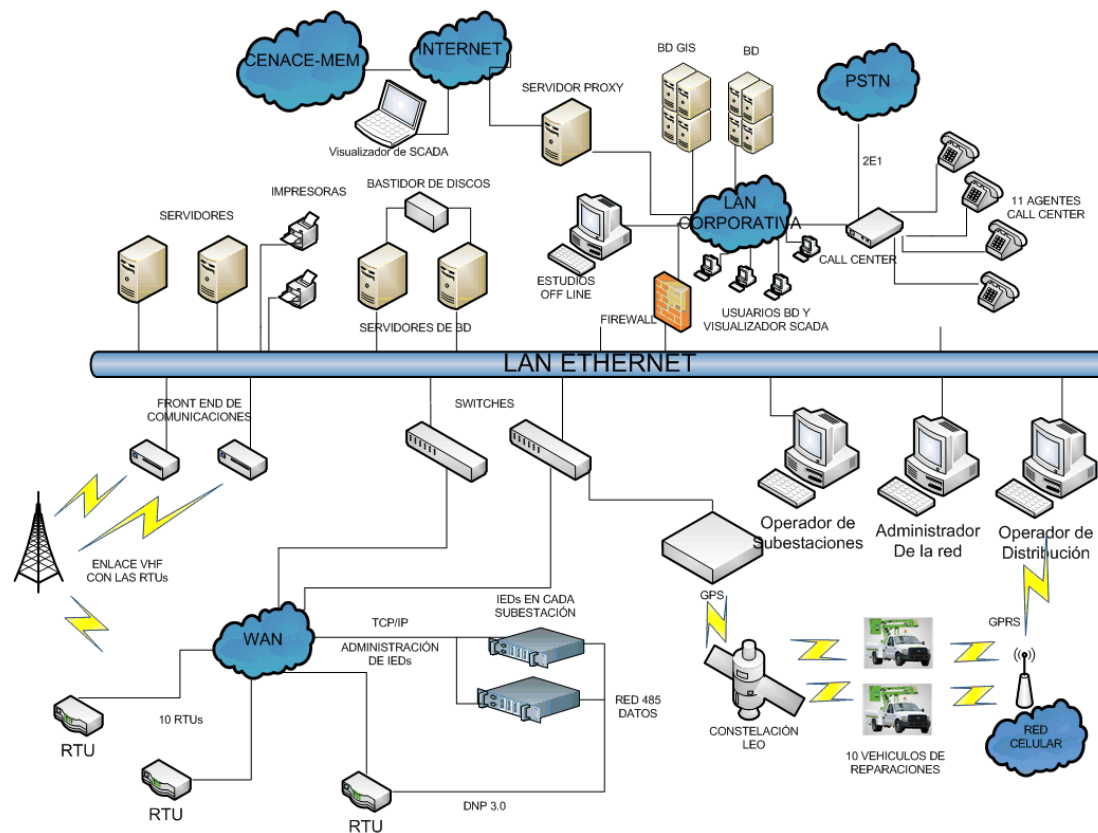


Figura 3.17: *Arquitectura SCADA Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR*
Fuente: [83] Comisión de Integración Eléctrica Regional

Tanto como la E.E.Q. y la Centro Sur conforman parte del Comité de Gestión de la Operación del Sistema Eléctrico el cual es un proyecto del sistema integrado para la gestión de la distribución eléctrica SIGDE que lo planifica el MEER [82].

En la tabla 3.3 podemos apreciar las principales características de los sistemas existentes, en las seis empresas que conforman este comité [82].

La Arquitectura prevista por el proyecto de la SIGDE es el que se ilustra en la figura 3.18 [82], se refiere a dos normas que tiene como objetivo el desarrollo de Redes Inteligentes para el futuro:

- **IEC 61970:** Modelo de información común (CIM)/Gestión de la Energía (EMS).
- **IEC 61968:** Modelo de información común (CIM)/Gestión de la Distribución (DMS).

“Se tiene planificado construir una Arquitectura de Interoperabilidad para los flujos de información detallados en la gráfica entre los diferentes componentes, esto es, un bus de servicios empresarial ESB con la semántica y reglas definidas en el Modelo CIM con las extensiones del caso.”⁷

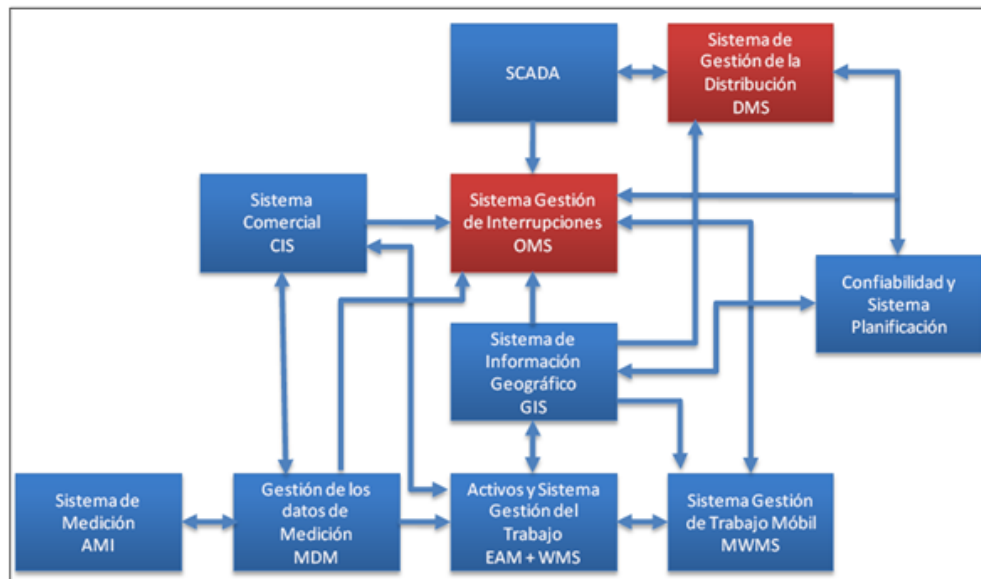


Figura 3.18: *Arquitectura SCADA SIGDE*

Fuente: [82] <http://www.centrosur.com.ec>

⁷Comité gestión de la operación del sistema eléctrico sigde-meer, pag 12

EMPRESA CARACTERÍSTICA		1.- CENTROSUR (CUENC)	2.- SUR (LOJA)	3.- UEG (GUAYAQUIL)	4.- EEQ (QUITO)	5.- EEASA (AMBATO)	6.- EEACA (AZOGUES)
# total de clientes		310.000	157.000	550.000	853.000	200.000	33.000
GIS	Nombre	ArcGIS + ArcFM		G Technology	GIS	SID	ArcGIS + ArcFM
	Versión	9.3.1		9.3.3	V 2000	V 3.5	9.3.1
	Fabricante	ESRI + Telvent		INTERGRAPH	AutoDesk + Desarrollo Propio	AutoDesk + Desarrollo Propio	ESRI + Telvent
	S. O.	Windows Server		Windows Server	AIX	HP UX	Windows Server
	BD	Oracle 11g		Oracle 9i	Oracle V. 9.2	ORACLE 11G	Oracle 11g
	Modelo Eléctrico	MultiSpeak		Propio	Propio	Propio	MultiSpeak
SCADA	¿CIM?	No		No	No	No	No
	Nombre	SHERPA	PowerLink Advantage		SHERPA	SHERPA	
	Ver.	5.2	4.00		5.2	4.4	
	Fabricante	ELIOP	General Electric		ELIOP	ELIOP	
	S. O.	TRU64 UNIX 5.1B	Win Xp/2003		Solaris 10	TRU64 UNIX	
	BD	ORACLE V. 9.2	Mssql		Oracle V9.2	ORACLE 8.0	
CIS	Protoc.	IEC 870-5-101, DNP3.0, ICCP, IEC 61850	DNP3.0, ICCP		IEC 870-5-101, IEC 870-5-104, DNP3.0, ICCP, IEC 61850	IEC 870-5-101, GE STEL	
	Nombre	SICO	SISCOM	SIIEQ Comercial	SIIEQ Comercial	SISCOM	SICO
	Ver.	(NA)	2.1	(NA)	(NA)	3.0	(NA)
	Fabricante	Desarrollo propio	Mixto	Desarrollo propio	Desarrollo propio	Desarrollo propio	Desarrollo propio
	S. O.	AIX	OS400	AIX	AIX	HP UX	AIX
	BD	DB2	DB2	Oracle V. 10g	Oracle V. 9.2	ORACLE 10G	DB2
IVR	¿CIM?	No	NO	No	No	NO	No
	Nombre	EERCSBPMS	IVR	Elastix	Qmaster – QIVR	GENE SYS	
	Versión	5.1.0.0.4201	NA	1.3.2			
	Fabricante	AVAYA	Desarrollo Propio	Palosanto	La Competencia	SIEMENS	
	S. O.	LINUX ENTERPRISE	Linux	Linux X64	Windows XP SP2	WINDOWS SERVER 2003	
	BD	POSTGRESQL	BD2	Oracle yMySQL		SQL SERVER	
Call Center	Protoc.	TCP/IP	V.34	TCP/IP, SIP, IAX, RTP		TCP/IP	
	Nombre	EERCSBPMS		Elastix	CRM		
	Versión	5.1.0.0.4201		1.3.2	N/A		
	Fabricante	AVAYA		Palosanto	Desarrollo propio		
	S. O.	LINUX ENTERPRISE		Linux X64	AIX		
	BD	POSTGRESQL		Oracle yMySQL	Oracle V. 9.2		
AVL	Nombre	CONTROL CAR PLUS		Vcontrol	SLV	RDS	
	Ver.	V. 2		V. 1.0		V. 1	
	Fabricante	SYSNAV		Desarrollo propio	Fix Equipment	FASNOTEQ S.A	
	S. O.	Windows XP SP2		Windows Server		LINUX CENTOS 5.0	
	BD	PROP*		SQL Server 2005	PROP*	MY SQL	
	Protoc.	GPRS, GPS		Socket UDP		GPRS	
Sistemas de Apoyo O&M	Nombre	SRI			SDI	SISARD	
	Versión	(NA)			(NA)	(NA)	
	Fabricante	Desarrollo propio			Desarrollo propio	Desarrollo propio	
	S. O.	Windows XP SP2			AIX	HP UX	
	BD	ORACLE V. 9.2			Oracle V. 9.2	Oracle 11g	
	¿CIM?	No			No	No	

Tabla 3.3: *Sistemas de comunicaciones de las empresas distribuidoras actualmente*

Fuente: [82] <http://www.centrosur.com.ec/>

3.3. Diseño de Sistema SCADA con IED Siemens 7UT612

El diseño del proyecto es un sistema SCADA el cual comprende procesos de programación jerárquicos empezando por el IED Siemens 7UT612, después

programar los Gateway NT-50 DP-RS y Kalkitech Sync 2000 para finalmente programar en el software Axon Builder.

El diseño del proyecto se presenta en bloques con las funciones de cada equipo como son de maestro y esclavo empezando desde el IED hasta el SCADA Remoto como se muestra en la figura 3.19.

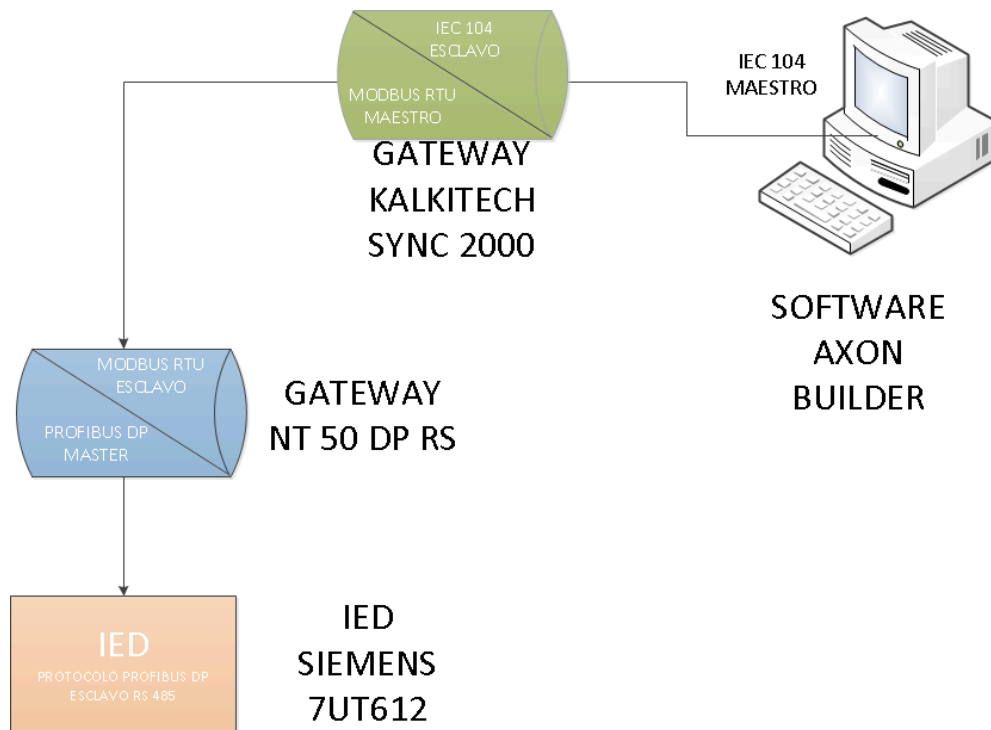


Figura 3.19: *Diagrama en Bloques del sistema SCADA*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

3.3.1. Configuración del IED 7UT612 con DIGSI Versión 4.83

Como ya se mencionó anteriormente el proceso de realizar el sistema SCADA es jerárquico por lo que se debe empezar con la programación del IED 7UT612, la instalación del software se encuentra en el Anexo B. Para empezar con el proceso de un nuevo proyecto se abre el programa DIGSI v4.83 se coloca en nuevo y se coloca el nombre del nuevo proyecto en este caso es PROYECTO como se muestra en la figura 3.20.

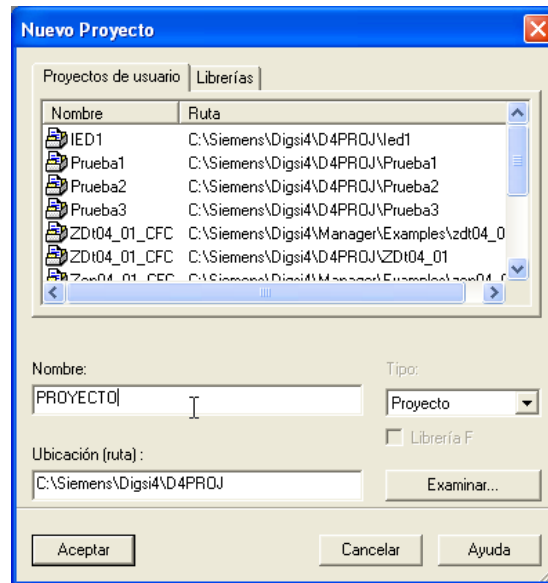


Figura 3.20: *Creación de Nuevo Proyecto*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

El path donde se va a guardar no importa, se lo puede colocar en cualquier ubicación deseada. Después de haber realizado este proceso de crear un nuevo proyecto se genera una pantalla con 3 elementos como son carpeta, agenda Telefónica y modems, se da doble clic en el icono llamado carpeta y después en la parte derecha que se encuentra vacía lista para agregar un dispositivo SIPROTEC como se muestra en la figura 3.21.

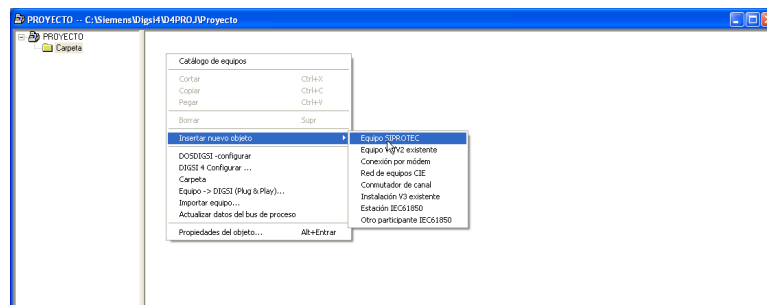


Figura 3.21: *Insertar nuevo dispositivo SIPROTEC*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En la instalación de DIGSI se instala todos los paquetes o drivers de los equipos SIPROTEC, para el proyecto simplemente utilizaremos el Equipos Si-protec 7UT612 Protección Diferencial del Transformador como se muestra en la figura 3.22, pero se indica que es un Dispositivo con dos versiones V4.0 y V4.6 seleccionamos la V4.6 y esta se la puede verificar entrando al Menú del dispositivo

SIPROTEC MENÚ → Settings → Setup/Extras → MLFB/Version → Firmware
V04.63.01

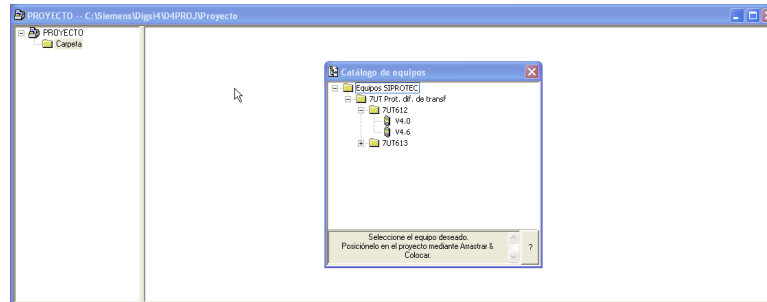


Figura 3.22: *Elegir el Tipo de dispositivo según el Firmware*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Ya verificado el firmware, arrastramos el dispositivo V4.6 hasta la parte vacía de la ventana como se muestra anterior, ahora ya arrastrado automáticamente se abre una ventana con el código MLFB que no es nada más que un código de designación del producto legible por máquina, para este caso el código es 7UT61255EB911AA0 el cual se lo encuentra a un costado del IED este código nos indica las características de variables eléctricas y de comunicación. Se empieza a colocar desde 7UT612xxxxxxxxxxx, en la figura 3.23 se muestra el código MLFB.

- 5 Es la intensidad de corriente Nominal
- 5 La alimentación en DC de 110-250 y AC \sim 115
- E Caja Para empotrar, borne de tornillo
- B Ajuste de Idioma, Ingles modificable
- 9 Otros Protocolos (Profibus DP Slave RS485)
- 1 Digi 4/Modem, RS 232
- 1 Medición, en valores básicos
- A Libre
- A Libre

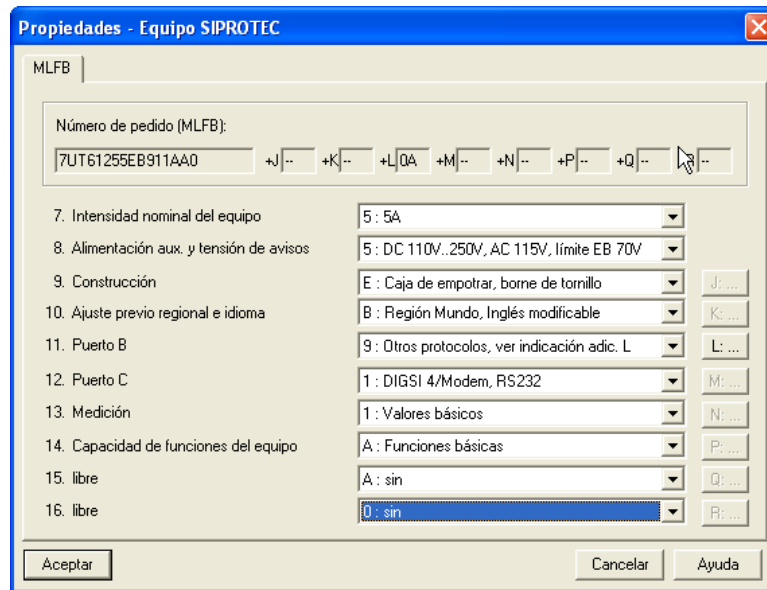


Figura 3.23: Código MLFB
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Después se da clic en aceptar y automáticamente se coloca el dispositivo SIPROTEC 7UT612V4.6 al cual ahora se hará enlace entre el DIGSI y el Equipo, para este paso hacemos clic derecho sobre el dispositivo y colocamos abrir objeto como se muestra en la figura 3.24.

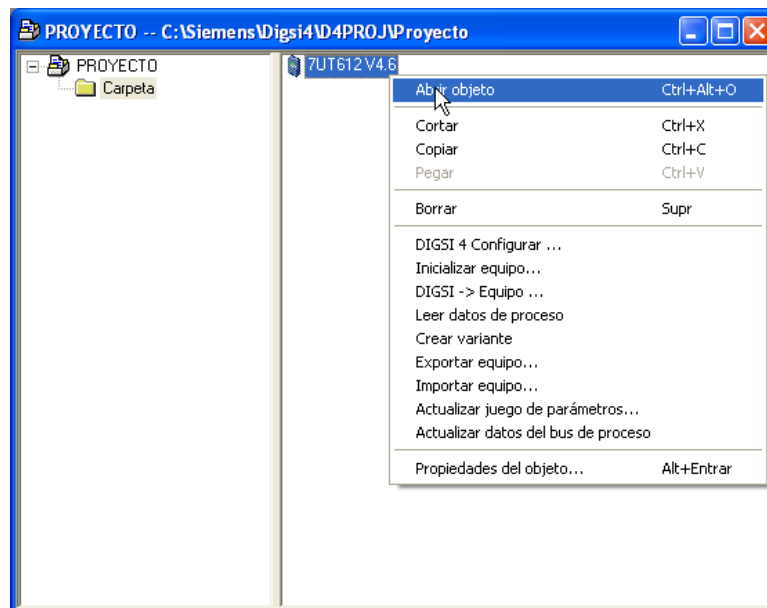


Figura 3.24: Abrir Objeto SIPROTEC
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Después de colocar este paso se nos aparece una ventana en la cual nos pide el modo de conexión y las propiedades de conexión, ver figura 3.25. Para este caso el

modo de enlace será directo y las propiedades de conexión nos pide dos opciones de interface tanto del equipo y de la PC, para la PC → interface COM6 y la interface del equipo → delantera (la conexión de cables e interfaces se encuentra en el Anexo D).

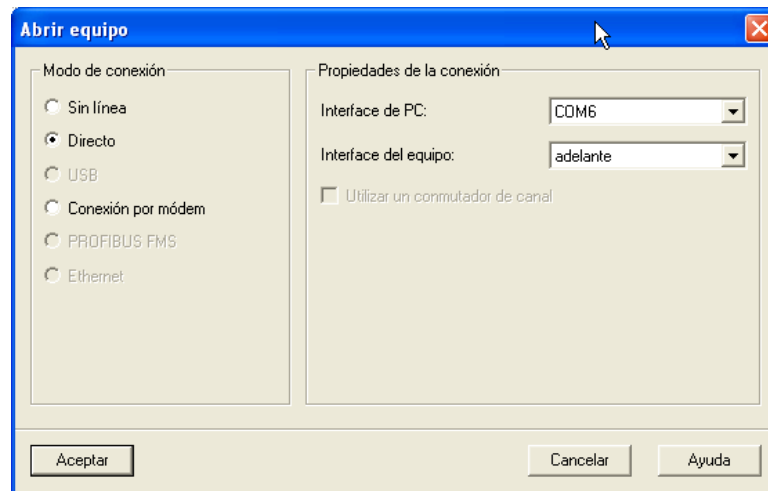
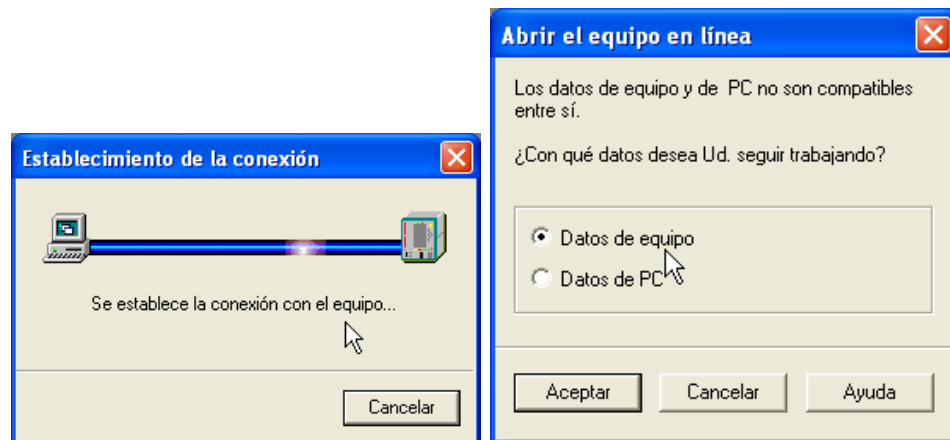


Figura 3.25: *Interfaz de enlace PC → Equipo*
Elaborado por: *W. Mendoza y J. Rosero*

Una vez realizado este proceso se da clic en aceptar y se empiezan a transmitir los datos de pre configuración de la PC al equipo, ver figura 3.26, durante la transmisión de datos aparece otra ventana en la cual nos pregunta si deseamos trabajar con los datos del equipo o de la PC, ver figura 3.26, de preferencia se trabaja con datos de equipos así que damos clic en aceptar y que siga la transmisión de datos.



(a) Transmisión de Datos

(b) Transmisión de Datos de Equipo

Figura 3.26: *Transmisión de Datos con datos de equipo*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Esperamos unos minutos para que finalice la transmisión de datos y se abrirá una nueva ventana con otra ventana en su interior en el cual se encuentra varias funciones como se indica en la figura 3.27. Ahora antes de realizar cualquier programación en el IED debemos asegurarnos su transmisión de datos, para esto debemos verificar que se encuentra el archivo .GSD en la carpeta donde se encuentra instalado DIGSI, ya que estos archivos GSD contienen información acerca de las capacidades básicas de un dispositivo, especialmente en Profibus.

Para verificar la existencia del archivo GSD en el equipo entramos al enlace doble clic en Parámetros → Parámetros de Interfaces y en la pestaña Otros Protocolos en el equipo verificamos la existencia del archivo GSD como se muestra en la figura 3.28.

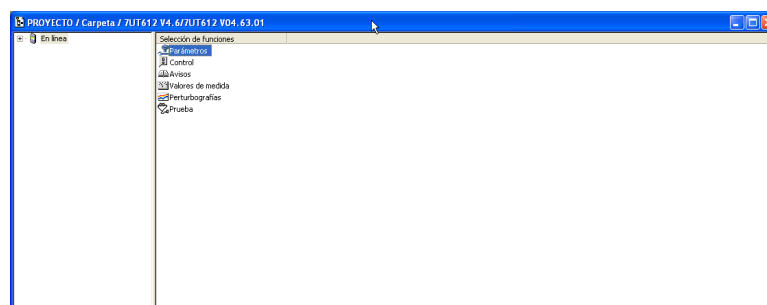


Figura 3.27: *Selección de Funciones Online*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

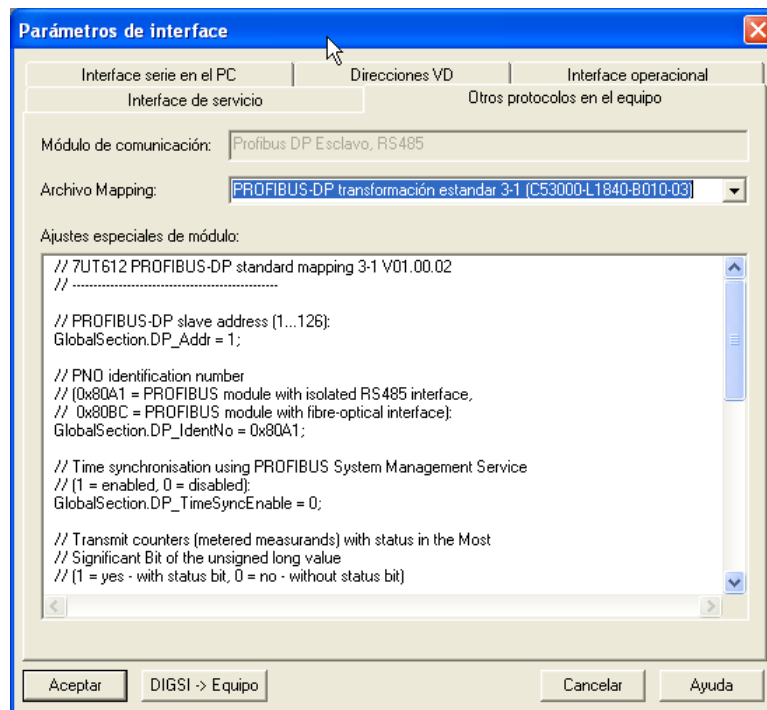


Figura 3.28: *Archivo GSD en Parámetros de Interfaz*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

3.4. Configuración del Gateway NT 50 DP-RS con SY-CON.net

El Gateway o concentrador de datos como también se lo conoce es un dispositivo que permite interconectar redes con protocolos diferentes a todos los niveles de comunicación. Su función es traducir la información del protocolo utilizado en una red al protocolo usado en la red de destino.

El gateway NT 50 DP-RS permite interconectar el IED Siemens 7UT612 Profibus DP RS 485 con el gateway Kalkitech Sync 2000. El IED con protocolo Profibus DP Esclavo RS 485 como se muestra en la figura 3.29.

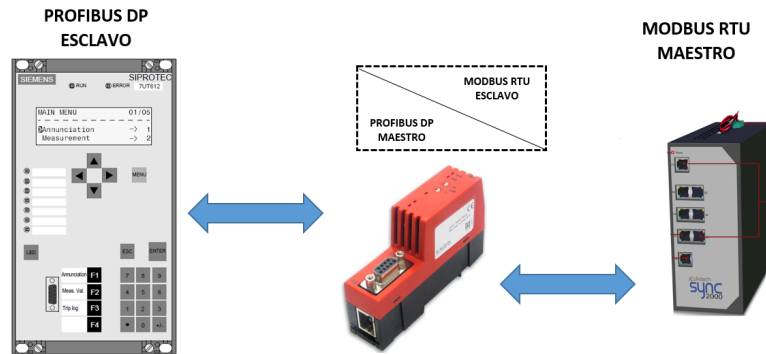


Figura 3.29: *Interfaz IED ↔ NT 50 DP-RS ↔ Sync 2000*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Para la programación del NT 50 DP-RS se necesita tener previa instalación del Software SYCON.net (La instalación está en el Anexo B). Previamente se realizó la configuración para la comunicación desde DIGSI hasta el IED y se logró constatar la existencia del archivo .GSD. Ahora el Gateway necesita el archivo GSD del IED para almacenar todos sus datos de entradas, salidas y varias funciones básicas del IED.

Desde Inicio → Todos los programas → Hilscher → SYCON.net y accedemos abrirlo al principio nos pide contraseña simplemente damos enter y entramos sin contraseña como se muestra en la figura 3.30.

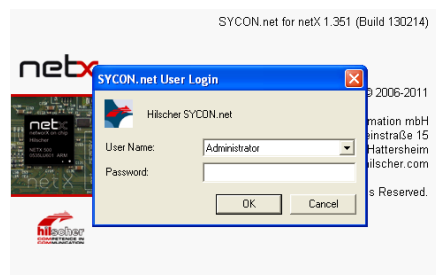


Figura 3.30: *Software SYCON.net*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Se abre la ventana en donde se configurará los dos protocolos tanto para el IED y para el gateway kalkitech el cual consta de 4 partes en la interfaz como es NetProject, NetDevice, Output windows y Device Catalog, este último es el cual contiene el catálogo de dispositivos y específicamente se encuentra el dispositivo el cual se está utilizando como es NT 50 DP-RS, ver figura 3.31.

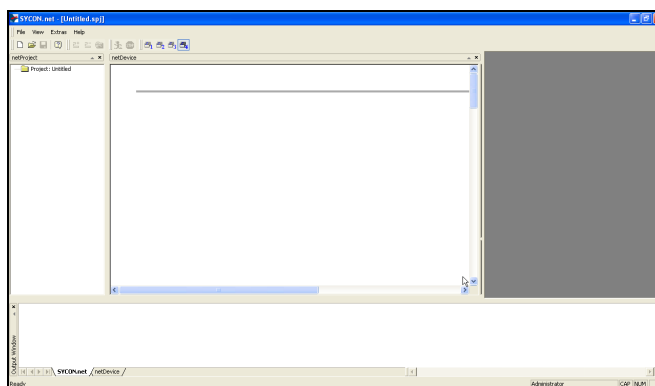


Figura 3.31: *Interfaz de usuario del Software SYCON.net*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Antes de empezar a programar este dispositivo debemos asegurarnos que el dispositivo lo encuentre la PC. El Software Ethernet Device Configuration (Ver Instalación en el Anexo B) que también viene en el paquete de programas del NT 50 DP-RS es el encargado de buscar el dispositivo. Inicio → Todos los programas → Hilscher → Ethernet Device Configuration, ver figura 3.32.

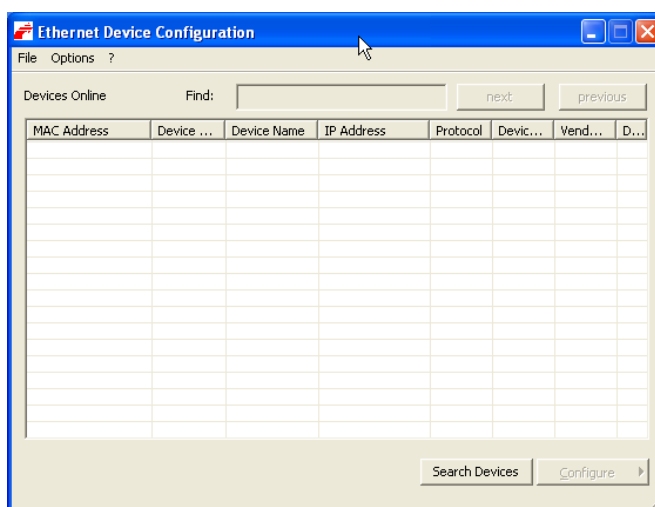
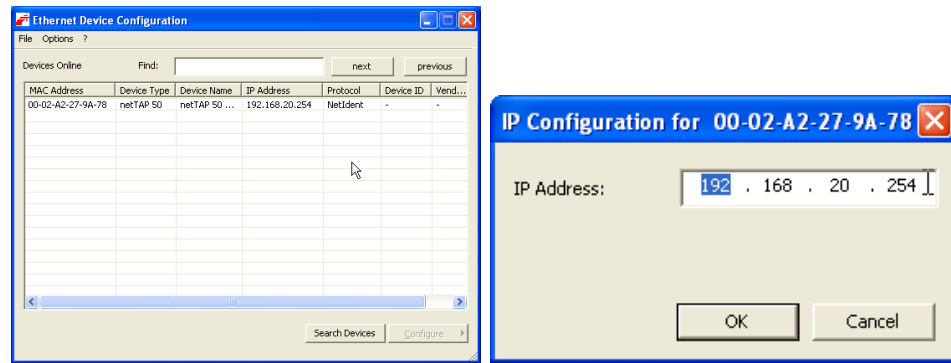


Figura 3.32: *Interfaz Ethernet Device Configuration*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Antes de detectar el dispositivo colocamos un cable ethernet (la conexión de cables e interfaces se encuentra en el Anexo D). Hecho este paso procedemos a buscar el dispositivo dando clic en Search Device, ya detectado figura 3.33 se procede a establecer una dirección IP al dispositivo.



(a) Dispositivo Encontrado

(b) Asignación de Dirección IP

Figura 3.33: *Ethernet Device Configuration*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En este caso hemos asignado la dirección IP 192.168.20.254 al dispositivo, posteriormente para que no se genere ningún conflicto de dirección IP debemos colocar la misma dirección en la PC solamente cambiando el rango del último octeto entre 0-255 excepto el 254 que ya es del Gateway, ver figura 3.34. Para la PC colocamos la IP 192.168.20.251 y sub mascara de red 255.255.255.0.

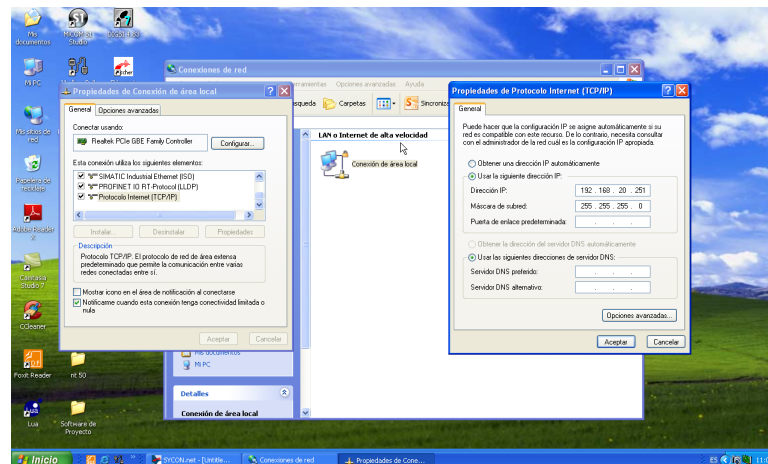
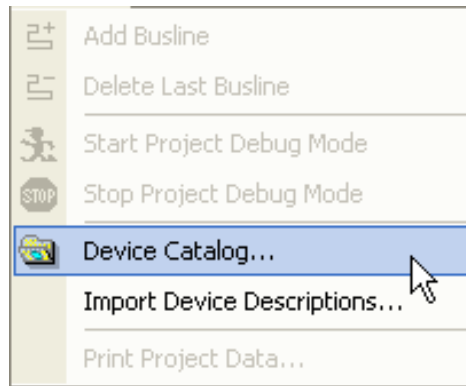
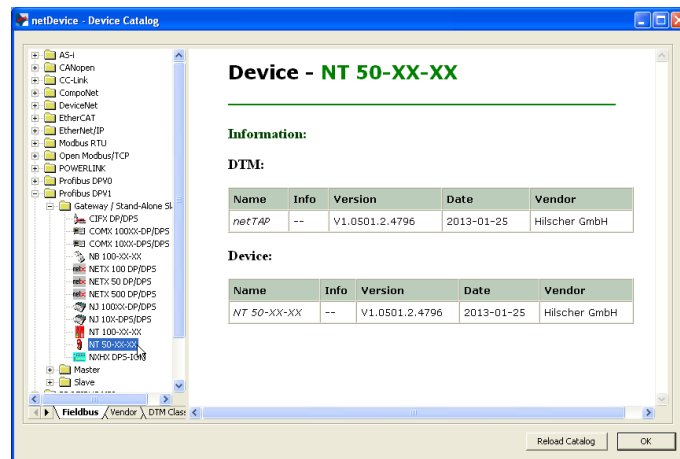


Figura 3.34: *Dirección IP de la PC*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Ahora que ya tenemos el dispositivo y la PC con dirección IP diferentes, retomamos la programación del Gateway NT 50 DP-RS. En la Interfaz del SY-CON.net → Pestaña Network → Device Catalog figura 3.35, seleccionamos el dispositivo seguido de la ruta en Device Catalog → Profibus DPV1 → Gateway Stand-Alone Slave → NT 50 XX-XX como se muestra en la figura 3.35.



(a) Catálogo de dispositivos



(b) NT 50 XX-XX

Figura 3.35: Selección del Dispositivo NT 50 XX-XX
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Seleccionamos el Dispositivo NT 50 XX-XX, lo arrastramos a la ventana Net Device y lo colocamos en la línea (Bus de Campo) de color plomo, una vez ahí damos clic derecho sobre el dispositivo NT 50 XX-XX → Configuration → Gateway como se muestra en la figura 3.36.

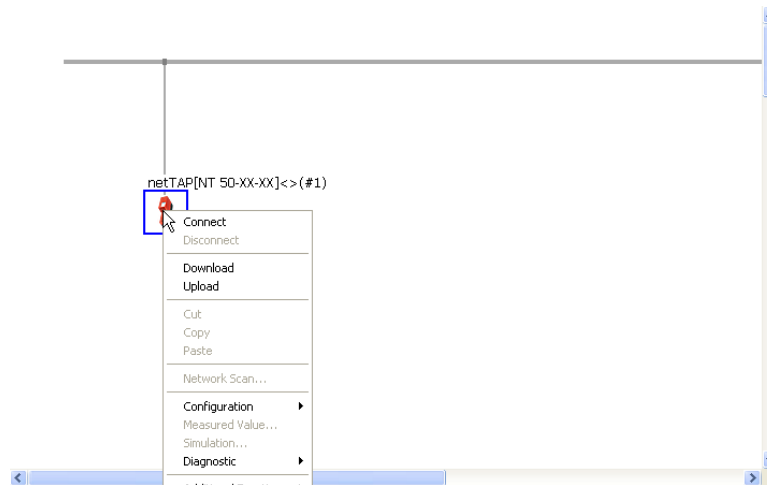


Figura 3.36: *Enlace de Configuración NT 50 XX-XX*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Para la configuración del Gateway se abre una ventana donde se establecerá la comunicación y transferencia de datos entre la PC y el Gateway. Primero el SYCON.net escribiremos la dirección IP del NT 50 DP-RS 192.168.20.254 en la ruta Settings → Driver → netX Driver → TCP Connection → IP Range Configuration, figura 3.37.

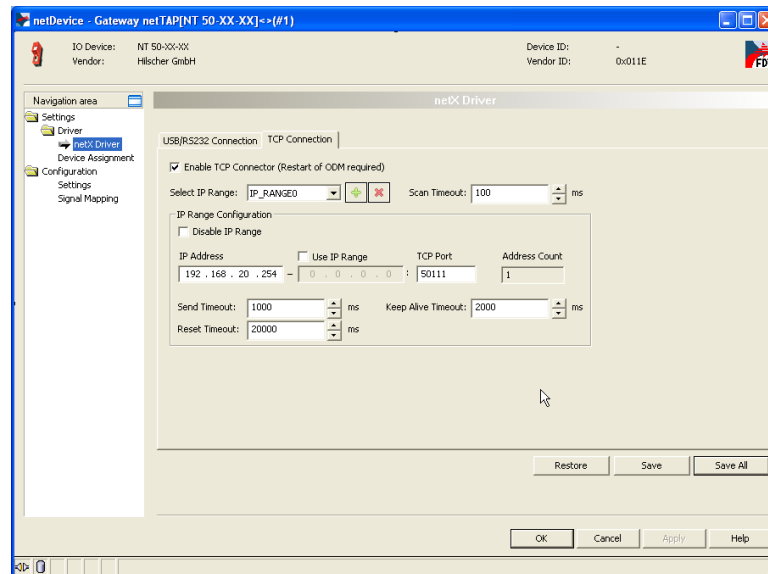


Figura 3.37: *Establecer la dirección IP del equipo en SYCON.net*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

El siguiente paso es buscar el dispositivo en la ruta Settings → Driver → netX Driver → Device Assignment. Seleccionamos el dispositivo y damos clic en aplicar, ver figura 3.38.

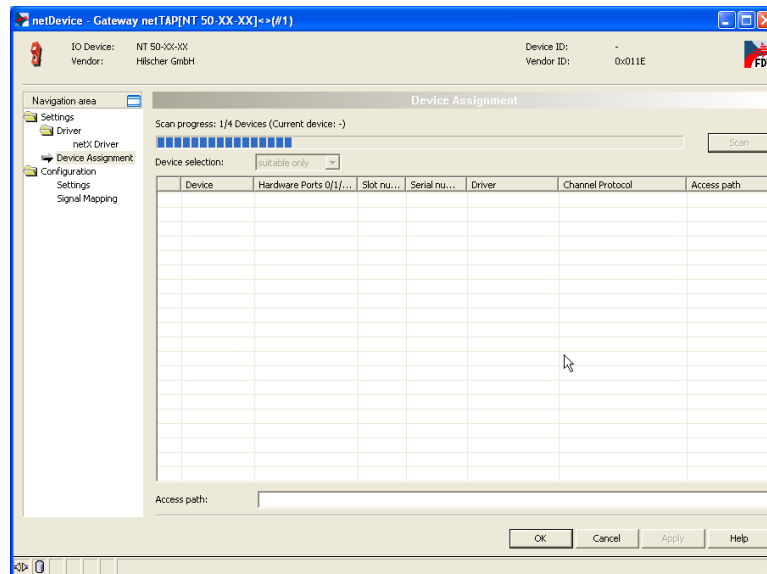


Figura 3.38: *Buscar el dispositivo mediante SYCON.net*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En la misma ventana vamos a la ruta Configuration → Settings y es ahí donde se programa los protocolos de entrada y de salida como se muestra en la figura 3.39.

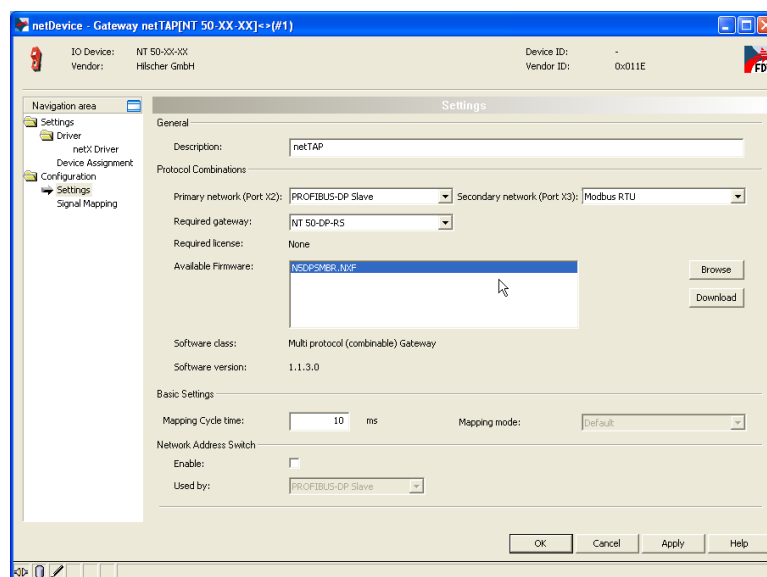


Figura 3.39: *Selección de Protocolos del Gateway*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Como se puede observar la red primaria (Port X2) será el protocolo Profibus DP Maestro y la red secundaria será Modbus RTU automáticamente se nos da la opción del gateway que necesitaremos en la Parte de *Required gateway: NT 50-DP-RS* y a la vez se da el firmware para descargar al dispositivo en parte de

Available Firmware: N5DPMMBR.NXF. Descargamos el Firmware al dispositivo como se muestra en la figura 3.40.

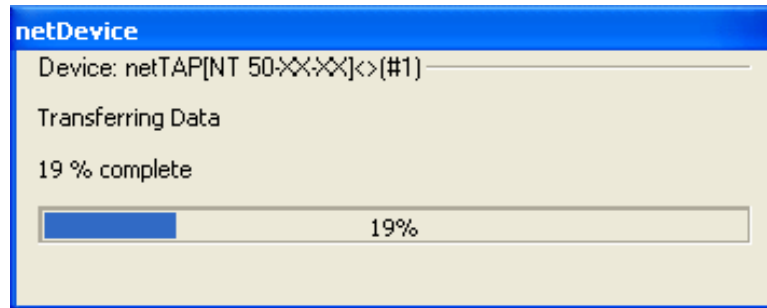


Figura 3.40: *Descarga del Firmware al Gateway*
Elaborado por: *W. Mendoza y J. Rosero*

El dispositivo se encuentra configurado para Profibus Maestro y Modbus Esclavo, en la pantalla principal de SYCON.net se ha colocado una línea de color magenta (BUS DE CAMPO) lo cual indica que hay que colocar el dispositivo esclavo en este caso el SIPROTEC 7UT612. Los archivos GSD contienen información sobre las capacidades básicas del dispositivo SIPROTEC como son el número de entradas, el número de salidas, el arreglo de bytes. En la figura 3.41 se importa el archivo GSD desde la barra de herramientas → network → (Import Device Descriptions) y después se abrirá una ventana lista para seleccionar el archivo GSD.

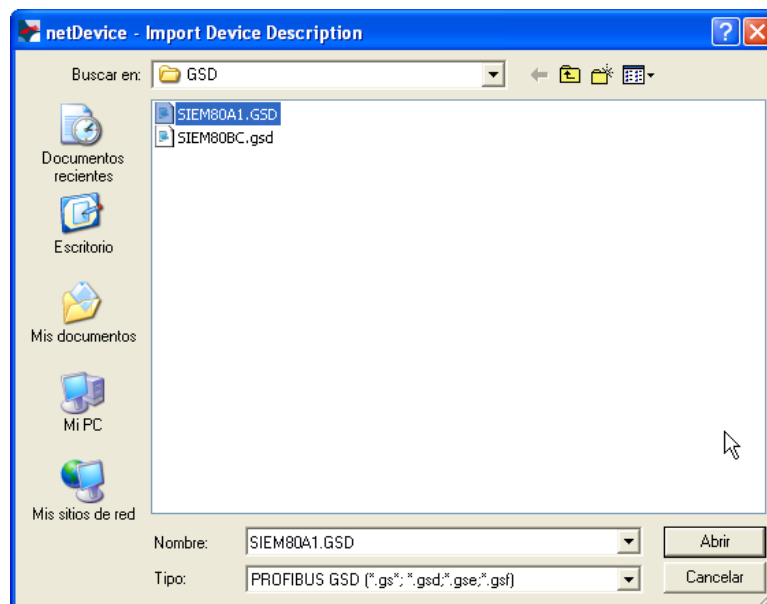


Figura 3.41: *Selección del archivo GSD*
Elaborado por: *W. Mendoza y J. Rosero*

Los archivos GSD que se muestran en la lista son solamente dos ya que previamente en la instalación del DIGSI solo se agregó el dispositivo SIPROTEC 7UT612. Los dos archivos son dos:

- SIEM80A1.GSD
- SIEM80BC.gsd

El archivo que nos interesa es el primero SIEM80A1.GSD ya que es para los módulos PROFIBUS con interface RS485 mientras que el segundo archivo es para los módulos PROFIBUS con interfaz de fibra óptica, estos archivos son gratuitos y se los puede descargar desde <http://semens.sprotec.de/> y desde <http://.profbs.com/>. Ya importado el archivo GSD se abrirá una ventana y nos pedirá si deseamos importar un archivo bitmap de la figura del IED y escogemos la figura con el mismo nombre del GSD pero con extensión SIEM80A1.bmp.

La figura 3.42 muestra el catálogo de dispositivos pero ahora en la pestaña de fabricante, damos un clic en Reload Catalog y se muestra que ya aparece el dispositivo Vendor → Siemens AG, PTD PA → Slave → SIPROTEC4 DP-Modul.

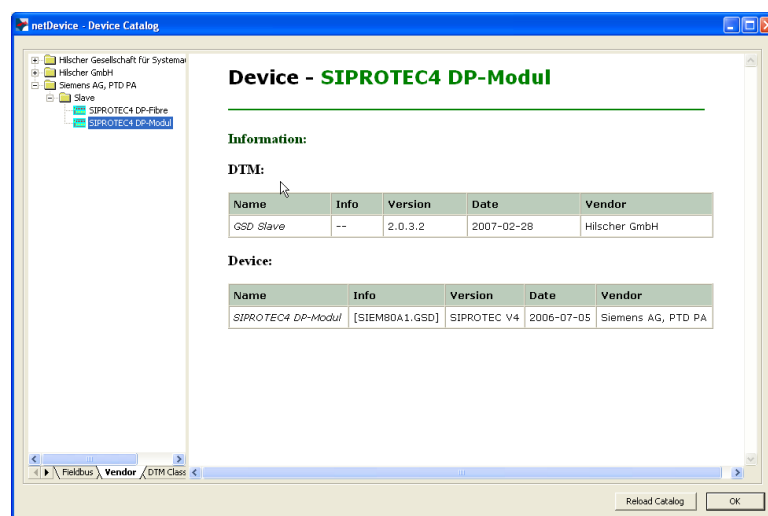


Figura 3.42: Catálogo con Dispositivos SIPROTEC DP-Modul
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

El archivo SIPROTEC lo arrastramos hasta la línea de color magenta (Bus de Campo) y podemos observar que se muestra la figura del IED 7UT612, ver figura 3.43.

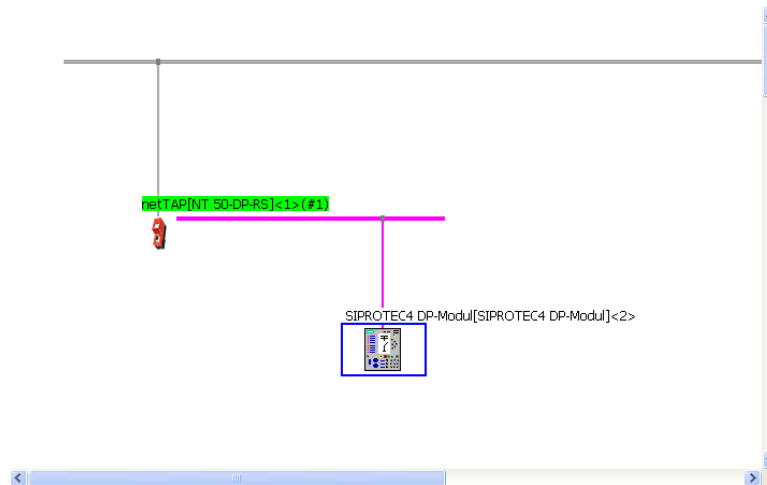


Figura 3.43: Red entre Gateway (Profibus Master) e IED 7UT612 (Profibus Esclavo)
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Ya realizado este paso procedemos a descargar la nueva información que posee el dispositivo NT 50 DP-RS. Damos clic derecho sobre NT 50 DP-RS → Download. Ya descargado el archivo procedemos a revisar en la información del archivo GSD se encuentra en el las señales de mapeo del gateway como se muestra en la figura 3.44.

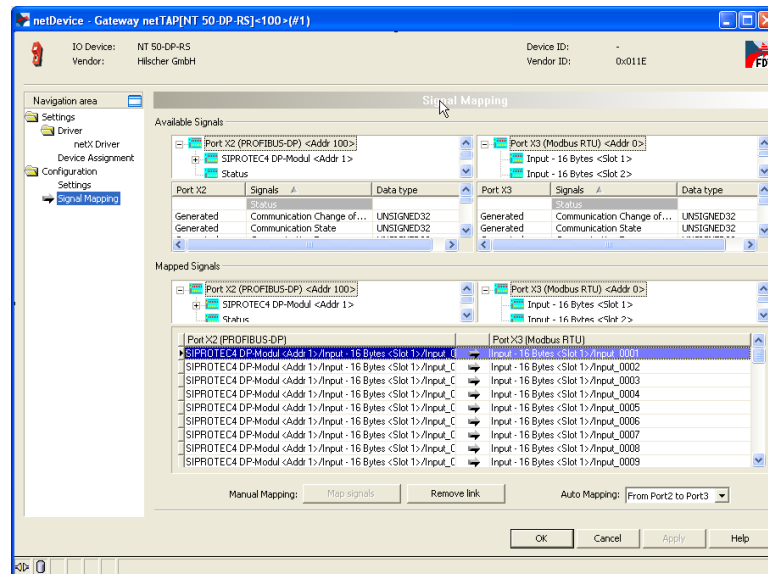


Figura 3.44: Mapeo de señales entre Profibus DP y Modbus RTU en el Gateway
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Verificado que se ha realizado el auto mapeo de las señales de PROFIBUS-DP a MODBUS-RTU, procedemos a verificar el estado del dispositivo como es la comunicación y también verificamos el estado de la red como se puede ver en la

figura 3.45.

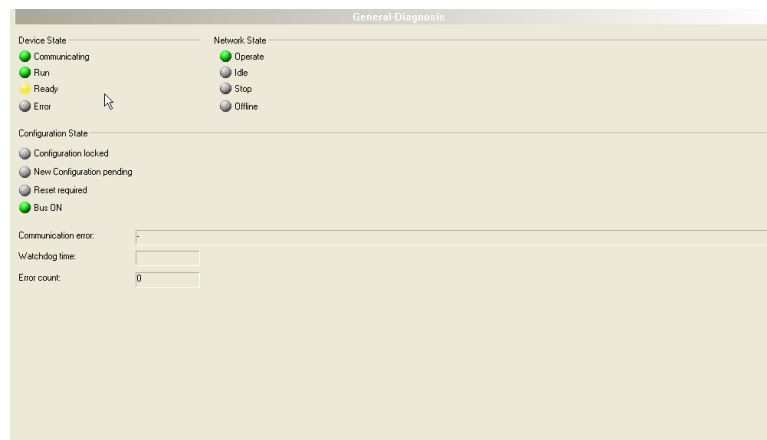
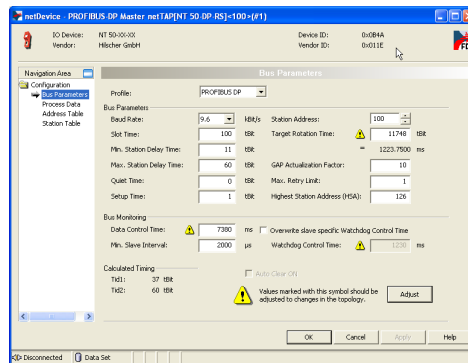
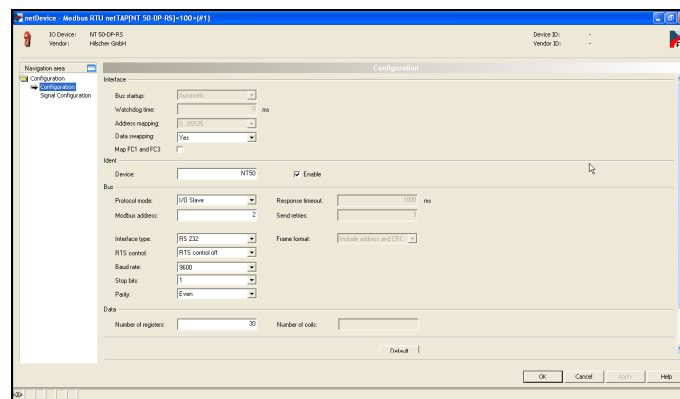


Figura 3.45: *Estado del Dispositivo y de la Red*
Elaborado por: *W. Mendoza y J. Rosero*

Ahora colocamos las direcciones tanto de Profibus-Master y de Modbus-RTU. Las direcciones que tiene el Profibus Master se le ha colocado con dirección 100 y de Modbus RTU con dirección 2 como se muestra en la figura 3.46, recordar que la dirección del IED es 1.



(a) Parámetros de Profibus



(b) Parámetros de Modbus

Figura 3.46: *Parámetros de Comunicación y Dirección de Profibus-Master y de Modbus-RTU*

Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Ahora procedemos a la verificación de los dispositivos tanto del Master y del Esclavo. El Master (Gateway) con dirección 100 se encuentra activo y sobre la red un esclavo (IED) con dirección 1, damos clic derecho sobre el dispositivo (estado connect) → Diagnostic → Gateway → LifeList, ver figura 3.47

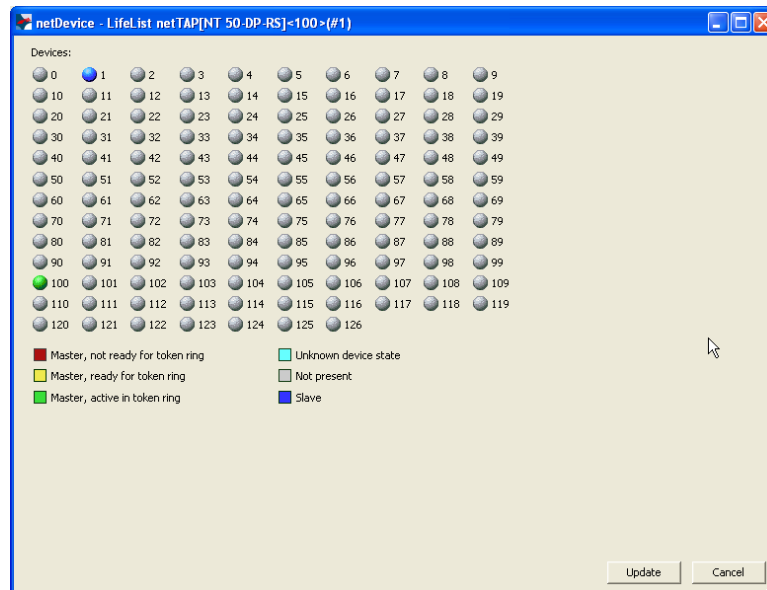


Figura 3.47: *Estado de Master y Esclavo en el Gateway*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

3.5. Configuración del Gateway SYNC2000 con EasyConnect

Ya con los datos en protocolo Modbus RTU en el gateway NT 50 DP-RS, se empieza a programar el Gateway SYNC2000 para este proceso empezamos por agregar el tipo de dispositivo que se está utilizando en este caso es el modelo SYNC2000 S6R1 de la marca Kalkitech y posteriormente se añade un canal en Modbus RTU Maestro. En la figura 3.48 se indica la interfaz del software EasyConnect.

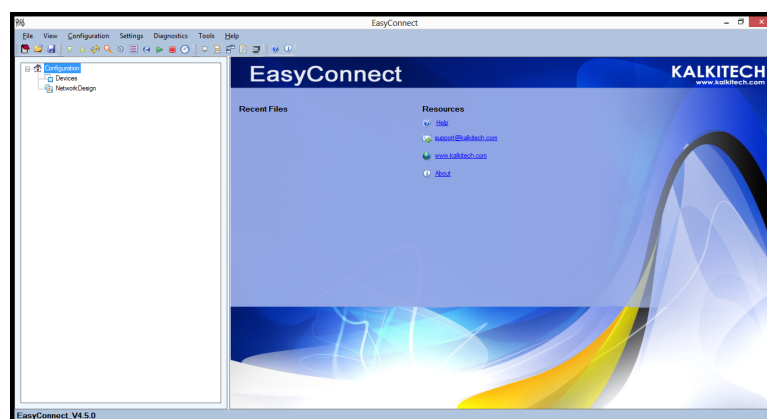


Figura 3.48: *Interfaz del Software EasyConnect*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Creamos una nueva configuración para el Gateway, lo primero que realizamos es adherir un dispositivo en este caso el SYNC 2000 S6R1, como se muestra en la figura 3.49.

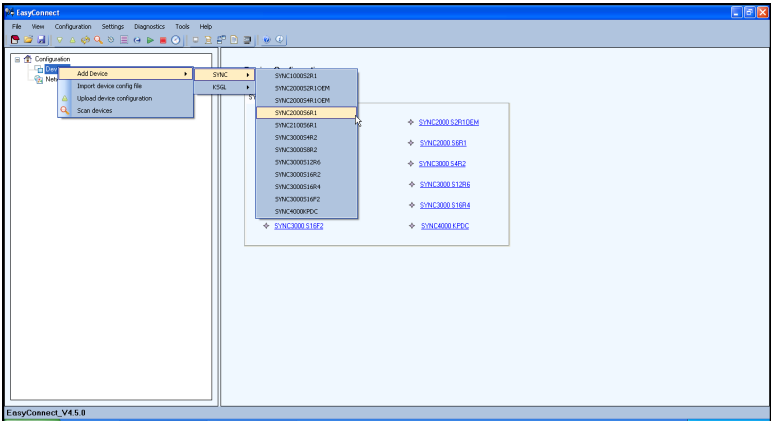


Figura 3.49: *Añadir nuevo dispositivo*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En la siguiente figura 3.50 nos muestra las características que cuenta el Gateway como por ejemplo el número de puertos seriales, Ethernet y otras funciones.

Device Name	SS1
Model	SYNC2000 S6R1
Version	EasyConnect_V4.5.0
No Of Serial Ports	6
No Of Ethernet Ports	1
Maximum Disturbance Records Stored	3
Enable SYNC DB Monitor	<input checked="" type="checkbox"/>

Figura 3.50: *Características del nuevo dispositivo*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En el siguiente paso configuramos el protocolo que deseamos trabajar y damos clic derecho en “Protocol Configuration” y adherimos un canal con el protocolo específico, como se muestra en la figura 3.51.

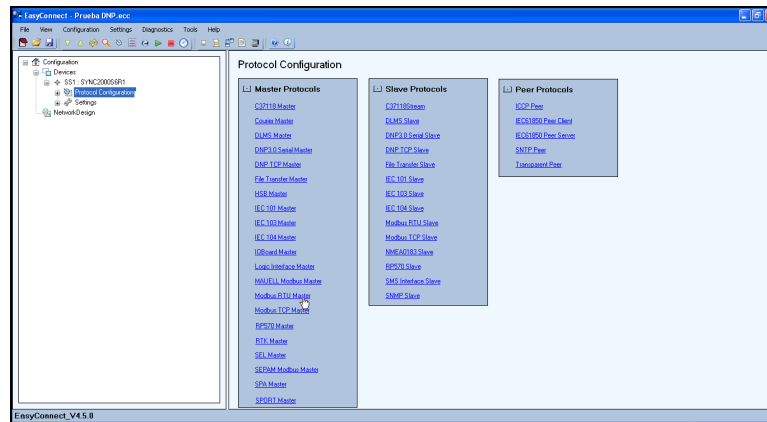


Figura 3.51: Elección de Protocolos Maestros y Esclavos
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En la ventana a continuación se visualiza los parámetros que cuenta el protocolo Modbus RTU Master los cuales pueden ser cambiados para los trabajos que se necesite, como se muestra en la figura 3.52.

Configuration Type	SERIAL
Transmission Mode	RTU
Port	Com1
Channel Type	RS232
RS 422/ RS 485 mode	Half Duplex
Baud Rate (in Bits per Second)	9600
Data Bits	8
Stop Bits	1
Parity	Even
Flow Control	None
CTS Delay (0 - 65535 msec)	15000
Header Timeout (0 - 4294967295 msec)	1000
Retries	3

Figura 3.52: Configuración del canal para el protocolo Modbus RTU
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En seguida damos clic derecho sobre “Channel-1 Modbus RTU Master” y adherimos una estación a este canal, como se muestra en la figura 3.53.

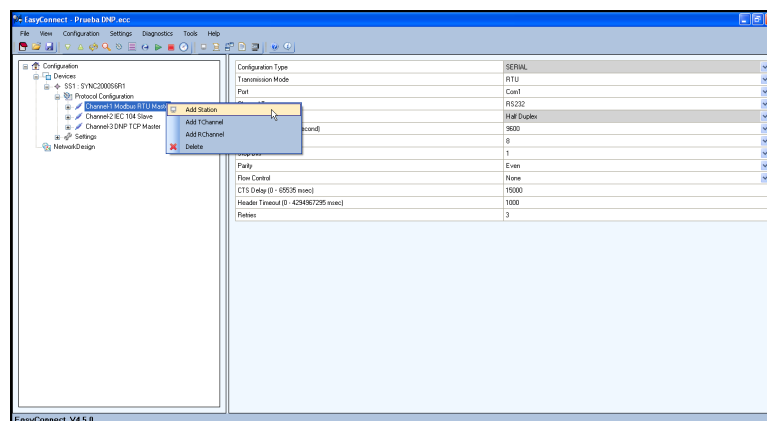


Figura 3.53: Añadir nueva estación sobre el protocolo Modbus RTU
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Creado la nueva estación podemos visualizar las características que cuenta el nodo como se muestra en la figura 3.54.

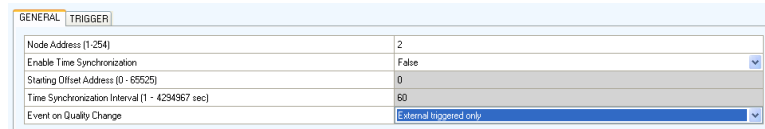


Figura 3.54: *Parámetros del Nodo sobre el protocolo Modbus*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En el nodo 1 se crea un perfil, en el cual podemos crear las variables que necesitamos para el proyecto, ver figura 3.55.

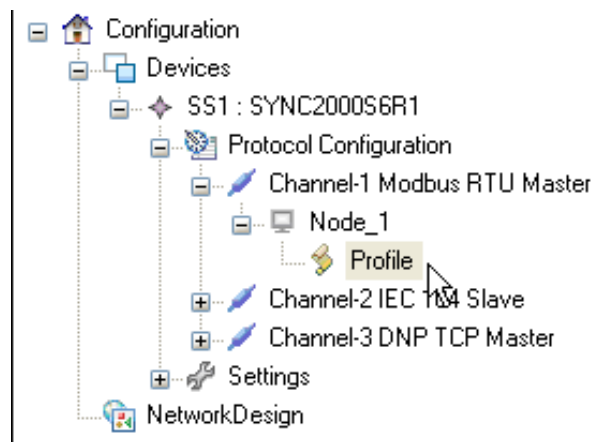


Figura 3.55: *Creación del perfil para el protocolo Modbus*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Las demás entradas digitales las configuramos de igual forma colocando las direcciones de cada una de ellas, las cuales podemos visualizar en la siguiente tabla 3.4.

#	Entrada Binarias	Byte offset	Bit mask	Direccion en SYNC 2000	Transformado de HEX a Binario							
1	Local / Remoto	7	20(hex)	61	0	0	1	0	0	0	0	0
2	Device OK	2	01(hex)	16	0	0	0	0	0	0	0	1
3	Q1	1	04(hex)	10	0	0	0	0	0	1	0	0
4	Alarma1	1	08(hex)	11	0	0	0	0	1	0	0	0
5	Alarma2	2	40(hex)	18	0	0	0	0	0	1	0	0
6	ALARMAS / PERMISO	11	80(hex)	95	1	0	0	0	0	0	0	0
7	TRIP	2	20(hex)	21	0	0	1	0	0	0	0	0
8	PickUp	2	10(hex)	20	0	0	0	1	0	0	0	0

Tabla 3.4: *Entradas Binarias en el SYNC2000*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Para la salida digital creamos una nueva fila y asignamos los valores que se muestran en la figura 3.56.

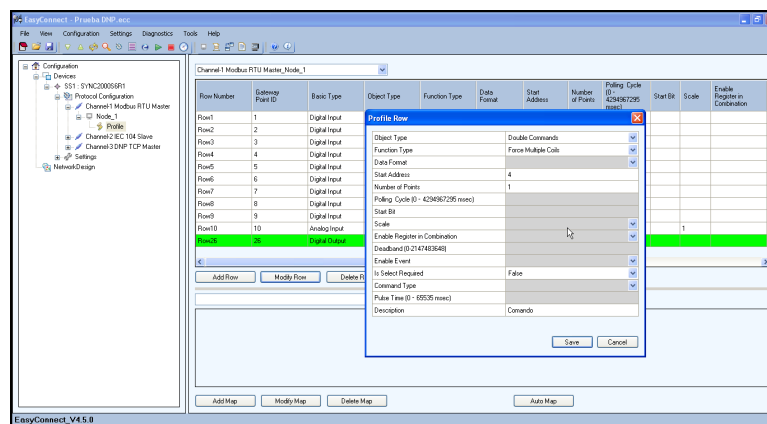


Figura 3.56: Creación de Salidas Digitales
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Esta variable se puede apreciar en la tabla 3.5

#	Salida Binaria	Byte offset	Bit mask	Direccion en SYNC 2000	Transformado de HEX a Binario							
1	COMANDO	0	30(hex)	4	0	0	1	1	0	0	0	0

Tabla 3.5: Salidas Binarias en el SYNC2000
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Y finalmente para las entradas analógicas que son las mediciones de corriente asignamos los parámetros con un número de puntos de 16 lo cual se muestra en la figura 3.57.

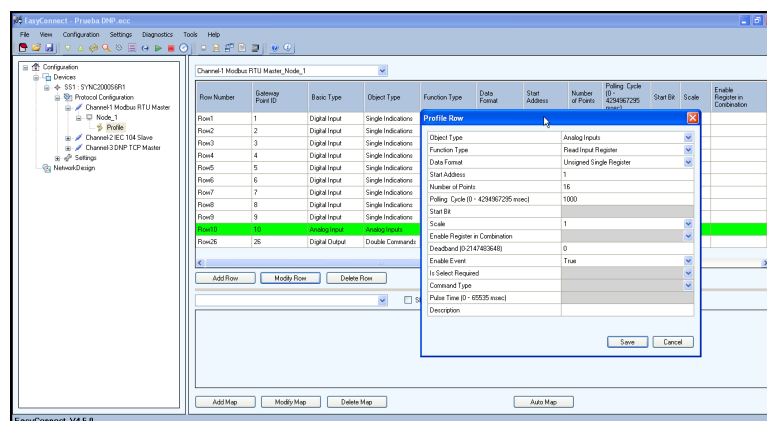


Figura 3.57: Creación de Entradas Analógicas
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En la siguiente tabla 3.6 podemos visualizar las direcciones que tienen las entradas analógicas.

La figura 3.58 se representa todas las variables creadas en el canal de Modbus RTU con sus respectivas direcciones.

#	MEDIDAS	Byte offset	Direccion en SYNC 2000
1	IA S1	12	1
2	IB S1	14	2
3	IC S1	16	3
4	IA S2	18	4
5	IB S2	20	5
6	IC S2	22	6
7	FREQ	24	7

Tabla 3.6: Entradas Analógicas en el SYNC2000
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Row Number	Gateway Port ID	Basic Type	Object Type	Function Type	Data Format	Start Address	Number of Points	Poling Cycle (0 = 4294967295 msec)	Start Bit	Scale	Enable Register in Combination
Row1	1	Digital Input	Single Indications	Read Coil Status		65535	1				
Row10	10	Analog Input	Analog Inputs	Read Input Regis...	Unsigned Sin...	1	16	1000		1	
Row2	2	Digital Input	Single Indications	Read Discrete In...		61	1	1000			
Row26	26	Digital Output	Double Commands	Force Multiple Coils		4	1				
Row3	3	Digital Input	Single Indications	Read Discrete In...		11	1	1000			
Row4	4	Digital Input	Single Indications	Read Discrete In...		18	1	1000			
Row5	5	Digital Input	Single Indications	Read Discrete In...		95	1	1000			
Row6	6	Digital Input	Single Indications	Read Discrete In...		16	1	1000			
Row7	7	Digital Input	Single Indications	Read Discrete In...		10	1	1000			
Row8	8	Digital Input	Single Indications	Read Discrete In...		21	1	1000			
Row9	9	Digital Input	Single Indications	Read Discrete In...		20	1	1000			

Figura 3.58: Todas las variables para Modbus RTU
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Ahora bien, configuramos un nuevo Protocolo IEC 104 Slave para llevar las variables de Modbus RTU Master hacia este nuevo protocolo creado, como se muestra en la siguiente figura 3.59.

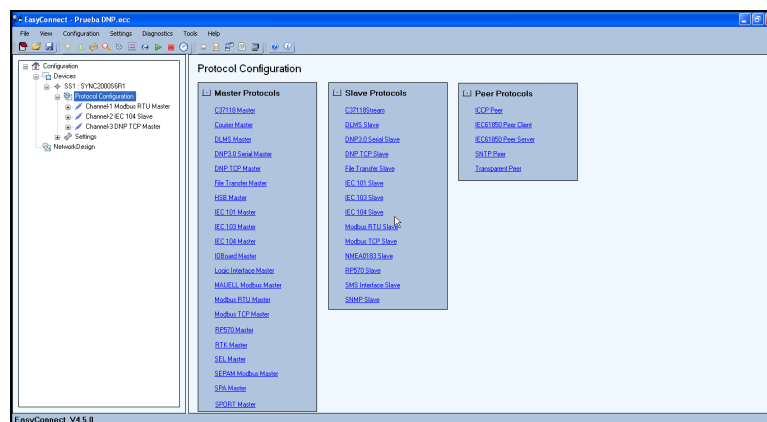


Figura 3.59: Configuración del Protocolo IEC 104
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Ya seleccionado el protocolo IEC 104 en la siguiente ventana nos muestra los parámetros de comunicación que este cuenta, como se muestra en la siguiente

figura 3.60.

Channel Type	TCP/IP
IP Address of remote	0.0.0.0
Port Number	2404
Select Timeout (1 - 10000 msec)	5
First Char Wait (0 - 65535 msec)	0
Incremental Timeout (0 - 4294967295 msec)	30000
T1 Time (0 - 4294967295 msec)	15000
T2 Time (0 - 4294967295 msec)	10000
T3 Time (0 - 4294967295 msec)	20000
W	8
K	12
Enable Encryption	False
Cipher Suite	Default Encryption

Figura 3.60: *Parámetros del Protocolo IEC 104*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Creamos una nueva estación haciendo clic derecho en el canal IEC 104 Slave y nos muestra las características que posee este nuevo nodo, como se muestra en la figura 3.61.

Link Layer	
Station Address	1
CDT Size	2
Propagation Delay (0 - 65535 msec)	0
Cyclic Interval (0 - 4294967295 sec)	10
Select Timeout (0 - 4294967295 sec)	10
Event Configuration	
No of Single Point Events (1 - 65535)	100
Single Point Event Storage Mode	SDE
No of Double Point Events (1 - 65535)	100
Double Point Event Storage Mode	SDE
No of Step Position Point Events (1 - 65535)	10
Step Position Point Event Storage Mode	SDE
No of Analog Point (Scaled) Events (1 - 65535)	100
Analog Point (Scaled) Event Storage Mode	SDE
No of Analog Point (Normalized) Events (1 - 65535)	100
Analog Point (Normalized) Event Storage Mode	SDE
No of Analog Point (ShorFP) Events (1 - 65535)	100
Analog Point (ShorFP) Event Storage Mode	SDE
Event Time Stamp	56 Bit Time Stamp
Diagnostic & Termination	
CSE Active Termination	Enable
DMD Active Termination	Enable
General Interrogation Time Tag	None
Enable Integrated Totals Event Scan	Enable
Integrated Totals Event Scan Period (1 - 60 min)	10

Figura 3.61: *Parámetros de estación del Protocolo IEC 104*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Una vez realizado esto en la pestaña *Mapping*, mapeamos todos las señales digitales y analógicas del canal 1 Modbus RTU Master Node 1 hacia el canal 2 IEC 104 Slave Node 2 y asignamos las direcciones de cada señal ya que estas nos van a servir para configurar dichas señales en el software AXON BUILDER que va a ser el Master IEC 104. Esto se puede apreciar en la figura 3.62.

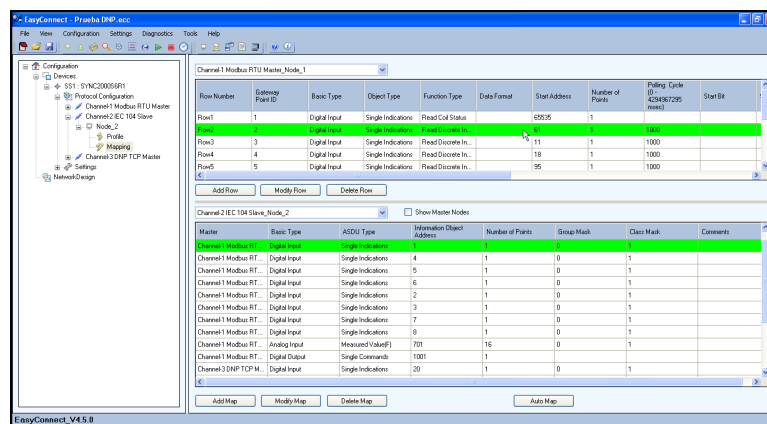


Figura 3.62: Mapeo del Protocolo IEC 104 y el Protocolo Modbus RTU
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Para poder apreciar mejor las direcciones mapeadas de cada una de las señales las podemos visualizar en las siguientes tablas 3.7, 3.8 y 3.9

#	Entrada Binarias	Byte offset	Bit mask	Dirección en SYNC 2000	Dirección en AXON BUILDER IEC 104
1	Local / Remoto	7	20(hex)	61	1
2	Device OK	2	01(hex)	16	2
3	Q1	1	04(hex)	10	3
4	Alarma1	1	08(hex)	11	4
5	Alarma2	2	40(hex)	18	5
6	ALARMAS / PERMISO	11	80(hex)	95	6
7	TRIP	2	20(hex)	21	7
8	PickUp	2	10(hex)	20	8

Tabla 3.7: Entradas Binarias en el SYNC2000 mapeadas con IEC 104

#	Salida Binaria	Byte offset	Bit mask	Dirección en SYNC 2000	Dirección en AXON BUILDER IEC 104
1	COMANDO	0	30(hex)	4	1001

Tabla 3.8: Salidas Binarias en el SYNC2000 mapeadas con IEC 104

#	MEDIDAS	Byte offset	Dirección en SYNC 2000	Dirección en AXON BUILDER IEC 104
1	IA S1	12	1	701
2	IB S1	14	2	702
3	IC S1	16	3	703
4	IA S2	18	4	704
5	IB S2	20	5	705
6	IC S2	22	6	706
7	FREQ	24	7	707

Tabla 3.9: Medidas en el SYNC2000 mapeadas con IEC 104

Para llevar las señales del IED ABB virtual creamos un nuevo canal DNP TCP Master ya que el IED virtual cuenta con este protocolo, como se muestra en la figura 3.63.

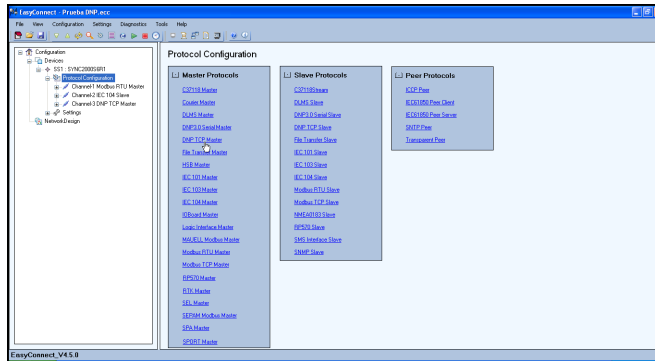


Figura 3.63: *Crear nuevo protocolo DNP TCP Master*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Creado este canal se nos presenta los parámetros de comunicación que cuenta es protocolo, como se visualiza en la figura 3.64.

Configuration Type	TCP
Channel Type	TCP
Frame Timeout (0-4294967295 msec)	30000
Link Confirm Mode	Never
Link Confirm Timeout (0-4294967295 msec)	3000
Link Layer Retries (0-255)	3
First Char Wait (0-65535 msec)	0
Offline Poll Period (0-4294966 sec)	60
IP Address of Remote	0.0.0.0
Port Number (1024-65535)	20000
Select Timeout (1 - 10000 msec)	5
Enable Encryption	False
Cipher Suite	Default Encryption

Figura 3.64: *Parámetros de comunicación del protocolo DNP TCP Master*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Luego adherimos una estación a este canal y nos presenta las características en las cuales debemos ajustar dependiendo del proyecto, como se muestra en la figura 3.65.

Frame Timeout (0-4294967295 msec)	30000
Link Confirm Mode	Never
Link Confirm Timeout (0-4294967295 msec)	3000
Link Layer Retries (0-255)	3
First Char Wait (0-65535 msec)	0
Offline Poll Period (0-4294966 sec)	60
IP Address of Remote	10.10.28.165
Port Number (1024-65535)	20000
Select Timeout (1 - 10000 msec)	5
Enable Encryption	False
Cipher Suite	Default Encryption
Source Address	3
Destination Address	4
Link Status Request Interval (0-4294966 sec)	5
Enable Time Synchronization	True
Time Synchronization Type	End of Init
Time Synchronization Interval (0-4294966 sec)	60
Enable Auto Delay Calculation	False
Enable Integrity Poll	True
Integrity Poll Type	Interval
Integrity Poll Interval (0-4294966 sec)	60
Enable Auto Event Poll	True
Enable Unsol on Start	False
Enable Class Poll	True
Class 0 Poll Interval (0-4294967295 msec)	10000
Class 1 Poll Interval (0-4294967295 msec)	1000
Class 2 Poll Interval (0-4294967295 msec)	2000
Class 3 Poll Interval (0-4294967295 msec)	3000

Figura 3.65: *Parámetros de estación protocolo DNP TCP Master*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En el nodo o estación creada damos clic derecho y adherimos un perfil *Profile*

en el cual en la ventana del canal 3 DNP TCP Master Node 3 creamos las variables que necesitamos para este protocolo. Por ejemplo para las entradas digitales vamos creando filas y asignando las direcciones de cada variable como se muestra en la figura 3.66.

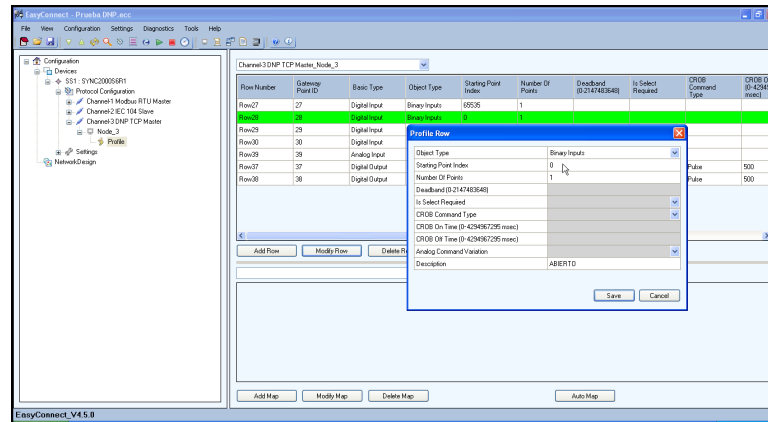


Figura 3.66: Variables para el protocolo DNP TCP Master
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Las direcciones de las entradas binarias digitales las podemos ver en la tabla 3.10.

#	Entradas Binarias	Direccion en SYNC 2000
1	Abierto	0
2	Cerrado	1
3	Remoto	3

Tabla 3.10: Entradas binarias digitales para DNP TCP Master

Para las salidas binarias digitales configuramos las direcciones adhiriendo una nueva fila como se muestra en la figura 3.67.

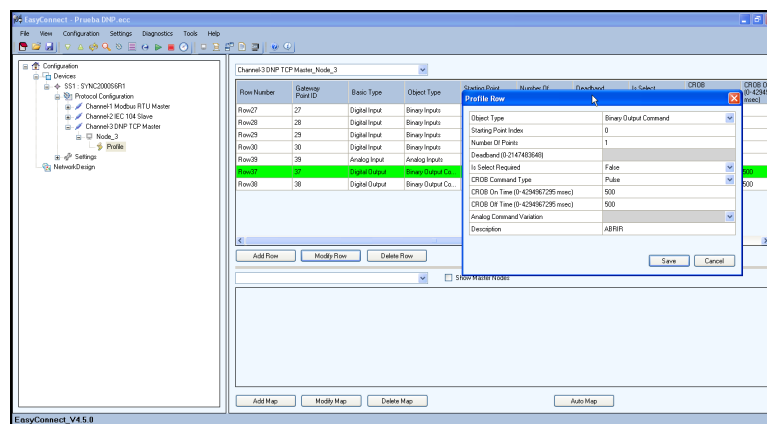


Figura 3.67: Salidas Digitales para el protocolo DNP TCP Master
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Las direcciones de las salidas binarias digitales las podemos apreciar en la siguiente tabla 3.11.

#	Salidas Binarias	Dirección en SYNC 2000
1	ABRIR	0
2	CERRAR	1

Tabla 3.11: Salidas binarias digitales para DNP TCP Master
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Para las entradas analógicas configuramos los números de puntos que son 7 ya que son este número las variables analógicas y asignamos la dirección como se muestra a continuación en la figura 3.68.

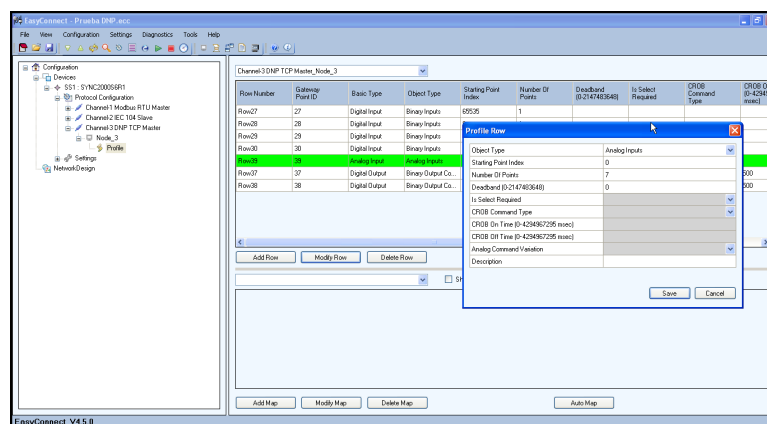


Figura 3.68: Entradas Analógicas para el protocolo DNP TCP Master
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Las direcciones de las entradas analógicas las podemos apreciar en la tabla 3.12.

#	Entradas Analógicas	Direccion en SYNC 2000
1	IA	0
2	IB	1
3	IC	2
4	IN	3
5	VA	4
6	VB	5
7	VC	6

Tabla 3.12: Direcciones del IED ABB virtual DNP
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En el canal DNP TCP Master debemos mapear también las señales creadas hacia el canal IEC 104 Slave Node 2, como se muestra en la figura 3.69.

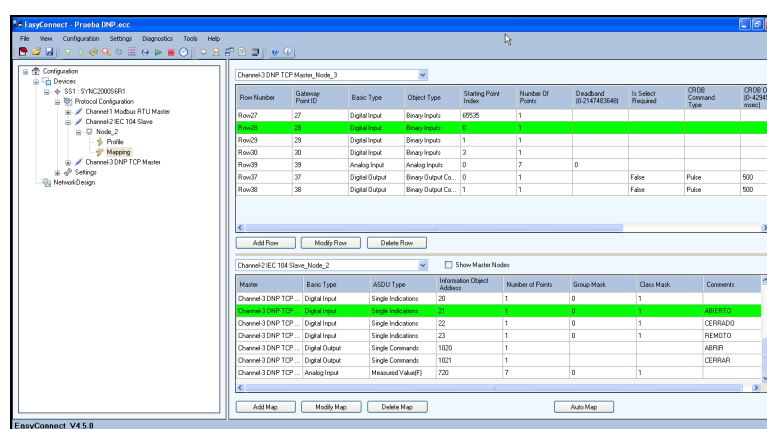


Figura 3.69: Mapeo de señales del protocolo DNP y IEC 104
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En las tablas 3.13, 3.14 y 3.15 podemos ver las direcciones mapeadas del SYNC al AXON BUILDER en el protocolo IEC 104.

#	Entradas Binarias	Direccion en SYNC 2000	Direccion en AXON BUILDER IEC 104
1	Abierto	0	21
2	Cerrado	1	22
3	Remoto	3	23

Tabla 3.13: Entradas binarias mapeadas DNP y IEC 104
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

#	Salidas Binarias	Direccion en SYNC 2000	Direccion en AXON BUILDER IEC 104
1	ABRIR	0	1020
2	CERRAR	1	1021

Tabla 3.14: Salidas binarias mapeadas DNP y IEC 104
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

#	Entradas Analógicas	Dirección en SYNC 2000	Dirección en AXON BUILDER IEC 104
1	IA	0	720
2	IB	1	721
3	IC	2	722
4	IN	3	723
5	VA	4	724
6	VB	5	725
7	VC	6	726

Tabla 3.15: *Entradas Analógicas mapeadas DNP y IEC 104*
Elaborado por: *W. Mendoza y J. Rosero*

3.6. Configuración del Software Axon Builder

Axon Builder es un software de supervisión Cliente-Servidor, para el desarrollo de aplicaciones en el sector industrial y energético, con una gran variedad de herramientas y protocolos de comunicación.

AXON BUIDER SERVER

Axon Bulider Server es una herramienta que nos permite obtener datos en tiempo real de diferentes dispositivos a través de diferentes protocolos de comunicación como el IEC 60870-5-104, DNP 3.0 y Modbus. Además nos permite configurar acceso de diferentes tipos de usuarios; configurar el servidor Axon Bulider Server, crear y configurar las bases de datos y las conexiones a éstas de una manera sencilla y rápida. Así mismo admite crear proyectos para aplicaciones del sector eléctrico e industrial.

Creación de la base de datos SQL

Axon Builder debe tener una base de datos SQL para cualquier proyecto que se desee trabajar. Para iniciar con la creación de la Base de Datos se da clic en el icono Data que está en la siguiente ruta de acceso: *Inicio/Todos los programas/Axon Group/Axon Builder Server/Data* como se ven la figura 3.70.

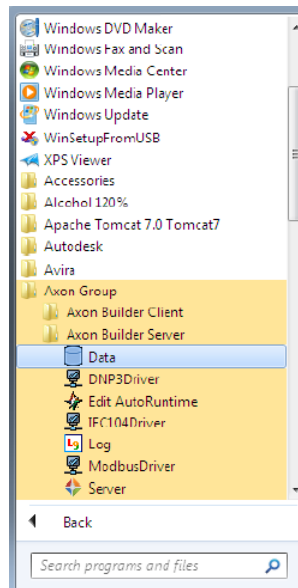


Figura 3.70: *Enlace para la creación de la Base de Datos*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

De esta manera se despliega la ventana de servicio de bases de datos de Axon Builder, la que se activa inmediatamente en la barra de acceso Rápido o en el área de notificaciones de la barra de tareas. Se hace clic en Configuration y luego en Axon Data Base, como se ve en la figura 3.71.

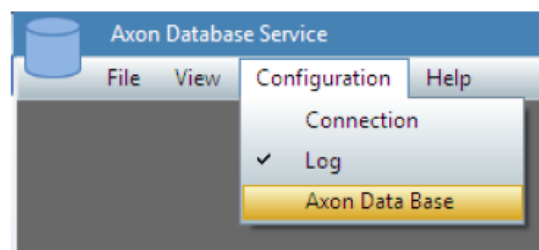


Figura 3.71: *Creación de la Base de Datos en Axon Database Service*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Enseguida se despliega la ventana para la creación de la base de datos donde se configurará la conexión con el servidor SQL, el nombre de la base de datos y el modo de autenticación. En el campo instancia de SQL seleccionar o escribir *LOCALHOST-SQLEXPRESS* (localhost si el servidor está en el mismo equipo, sino la dirección IP); y en el campo nombre de base de datos se debe escribir el nombre que se desee a la base de datos, como se muestra en la figura 3.72.

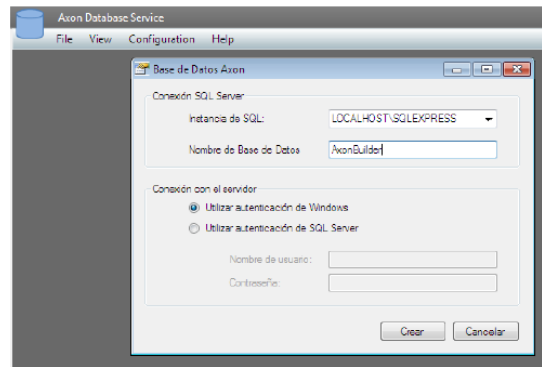


Figura 3.72: Configuración de la Conexión a SQL Server y modo de autenticación con el Servidor

Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Seguidamente el programa de instalación le indica que la base de datos ha sido creada satisfactoriamente.

Configuración de la conexión a la base de datos SQL

La ruta de acceso para configurar la Base de Datos es *Inicio/Todos los Programas/Axon Group/Axon Builder Server* y se hace clic en Data. De esta manera se despliega la ventana de Servicio de Bases de Datos de Axon Builder, la que se activa inmediatamente en la Barra de Acceso Rápido o en el Área de Notificaciones de la Barra de Tareas. Se hace clic en Configuration y luego otro clic en Connection como se ve en la figura 3.73.

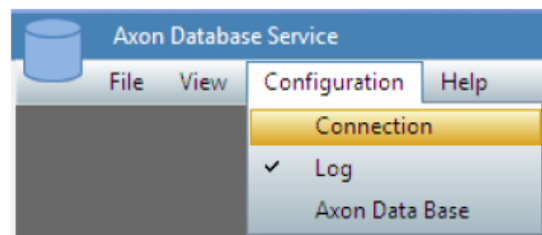


Figura 3.73: Ruta de acceso para la configuración de la conexión a la Base de Datos

Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Luego se despliega la ventana de configuración de conexión con la base de datos. En ésta ventana, en el cuadro del lado derecho se hace clic en System.Data.SqlClient y se muestran en el cuadro del lado izquierdo los siguientes elementos: Advanced, Context, Data, Initialization, Pooling, Replication, Security y Source como se ve en la figura 3.74.

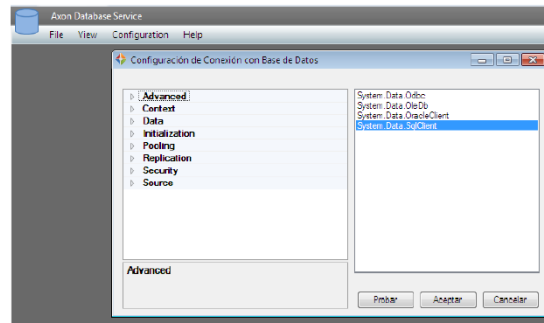


Figura 3.74: *Elementos de System.Data.SqlClient*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

A continuación se hace clic en Security y luego en Integrated Security. Frente a este campo se escoge la opción True como se ve en la figura 3.75.

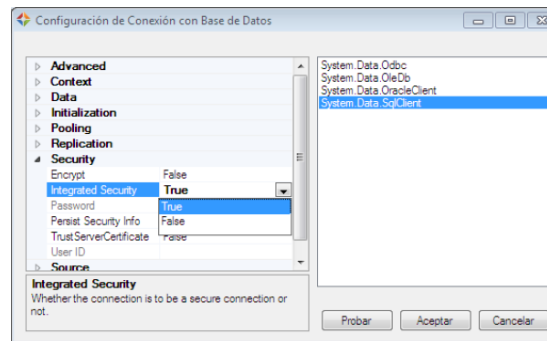


Figura 3.75: *Configuración de la seguridad de la conexión a la Base de Datos*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Después se hace clic en Source y luego en Data Source. Frente a este campo se escoge el nombre de la fuente de datos para hacer la conexión. Este nombre está compuesto por el nombre del computador.

Luego se hace clic en el botón probar; si se han seguido los pasos anteriormente dichos se despliega un mensaje de conexión exitosa como se muestra en la figura 3.76.

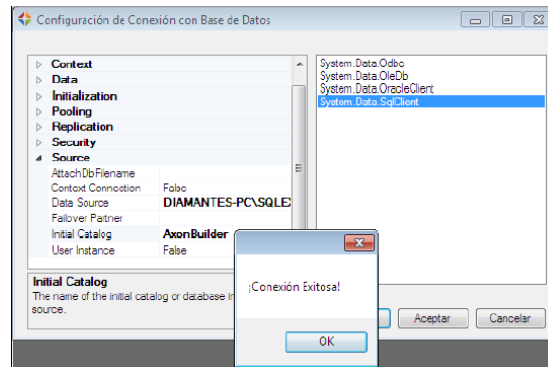


Figura 3.76: *Mensaje de Conexión Exitosa a la Base de Datos*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Visualización de la estructura de la base de datos SQL

Para visualizar la estructura de la Base de Datos se accede mediante la ruta Inicio/Todos los Programas/Axon Group/Axon Builder Server y se hace clic en Data. De esta manera se despliega la ventana de Servicio de Bases de Datos de Axon Builder, la que se activa inmediatamente en la Barra de Acceso Rápido o en el Área de Notificaciones de la Barra de Tareas. Se hace clic en View y luego otro clic Explorer como se ve en la figura 3.77

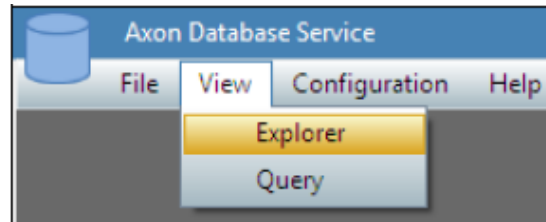


Figura 3.77: *Acceso al Explorador de la Base de Datos*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Se despliega inmediatamente una ventana con la estructura de la Base de Datos. Se muestra un árbol con las tablas, las vistas y los procedimientos. Al dar doble clic sobre el ícono de tablas se despliegan las tablas que contiene la Base de Datos: *HISTORIC ALARMS*, *LOG*, *TAGS*, *CONFIG ALARM*, *CONFIG EVENT* y *EVENTS*. Para ver los campos de las tablas es suficiente con dar doble clic sobre los nombres de las tablas; por ejemplo al hacer doble clic sobre el ícono de *HISTORIC ALARMS* se muestra el árbol con los campos: *ID*, *IDTAG*, *ALARM TYPE*, *STAMP*, *MSECS*, *STATE*, *ALARM STATE* y *USER* como se ve en la figura 3.78.

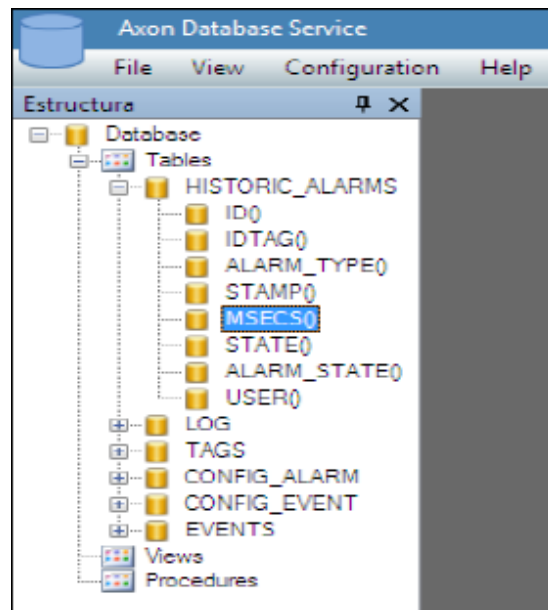


Figura 3.78: Vista de la estructura de la Base de Datos
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

IEC 104

Se configuran los dispositivos que manejan el protocolo IEC104. Para crear un nuevo dispositivo que maneje el protocolo IEC104 (AIEC104) se da clic en el icono IEC104Drive que está en la siguiente ruta de acceso: Inicio/Todos los programas/Axon Group/Axon Builder Server/IEC104Driver. De esta manera se despliega la ventana de configuración, la que se activa inmediatamente en la barra de acceso rápido o en el área de notificaciones de la barra de tareas. Se hace clic en Configuration y luego en New Connection, como se muestra en la figura 3.79.

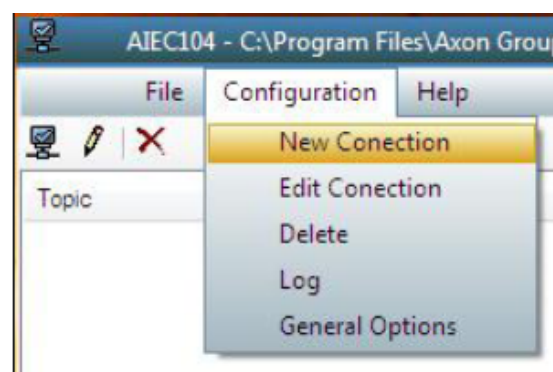


Figura 3.79: Acceso a una nueva conexión IEC104
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Para configurar el protocolo IEC 104 se necesita tener claro los siguientes

parámetros antes de crear el driver.

- Nombre.
- ID Unit.
- Parámetros de la conexión Ethernet.
- Parámetros de temporización.
- ASDU-Adr.
- Infor-Adr.
- Causa TX.
- Parámetros.
- Interrogación general cíclica.
- Sincronización.

Nombre.- Es el nombre que se le desee dar al dispositivo remoto a supervisar. Hace referencia al nombre de la conexión o equipos por IEC-104 a usar, servirá para que el usuario identifique el equipo al cual se está comunicando.

ID Unit.- Es una identificación numérica para el dispositivo. Depende de la cantidad de dispositivos configurados.

Parámetros de la Conexión Ethernet

- Ip: Dirección IP del equipo remoto
- Timeout Tx/Rx: Tiempo máximo de espera a una respuesta del equipo de campo, se especifica en segundos.
- Puerto: Puerto a través del cual se va a establecer la comunicación. Para el protocolo IEC104 por defecto se usa el puerto 2404 según el estándar RFC 1700.

Parámetros de Temporización

- Timeout t0: Tiempo máximo de espera de Axon Builder para establecer una conexión con el equipo de campo. Su valor se especifica entre un rango de 1 a 255 segundos, su valor por defecto es 30s.
- Timeout t1: Tiempo máximo de espera de Axón Builder para recibir una respuesta de confirmación de mensaje enviado del equipo de campo, su valor se especifica entre un rango de 1 a 255 segundos, su valor por defecto es 15s.
- Timeout t2: Tiempo máximo de espera permitido al equipo remoto para responder a Axon Builder en caso de que no haya transmisión de datos, su valor se especifica entre un rango de 1 a 255 segundos, su valor por defecto es 10s. Timeout t2 debe ser menor que Timeout t1.
- Timeout t3: Tiempo máximo de espera de Axon Builder antes de iniciar un procedimiento de prueba de la conexión debido a que no hay transferencia de datos, su valor se especifica entre un rango de 1 a 255 segundos, su valor por defecto es 20s.

ASDU-Adr

Permite configurar la dirección IEC104 de la estación de campo. Al hacer clic en la opción 1 Byte se pueden direccionar hasta 254 estaciones y si selecciona la opción 2 Byte se pueden direccionar hasta 65534 estaciones de campo. Luego se establece la dirección de la estación de campo. Las direcciones 255, (para 1 Byte) y 65535 (para 2 Byte) son direcciones globales o de Broadcast.

Infor-Adr

Es la dirección de los objetos de información (variables), por tanto indica la dirección de las variables de información del destino si es un proceso de control (envío de comandos desde Axon Builder hacia el Dispositivo de Campo) e indica la dirección de las variables de información del origen si es un proceso de monitoreo (enviar información desde el Dispositivo de Campo hacia Axon Builder). De este parámetro se permiten configurar la cantidad de variables a manejar:

- 1 Byte: Al marcar esta opción se pueden direccionar hasta 256 variables.
- 2 Byte: Al marcar esta opción se pueden direccionar hasta 65536 variables.
- 3 Byte: Al marcar esta opción se pueden direccionar hasta 16.777.215 variables.

Causa-Tx

Indica la causa que generó el mensaje de información. De este parámetro se permite configurar la opción de OriginatorAdr:

- 1 Byte: Al marcar esta opción se establece el envío de la causa que generó el mensaje de información.
- 2 Byte: Opción para múltiples maestros (varios Axon Builder conectados al mismo Gateway). Al marcar esta opción además de establecer el envío de la causa que generó el mensaje de información, habilita la opción OriginatorAdr.
- OriginatorAdr.: Dirección del Axon Builder específico donde se desea enviar los mensajes de información.

Parámetros

- Actcon: Habilita la confirmación de la activación de la conexión.
- Actterm: Habilitar la confirmación de la terminación de la conexión.
- Parámetro K: Máximo número de mensajes de información que pueden ser enviados secuencialmente sin recibir confirmación, después se termina la conexión.
- Parámetro W: Máximo número de mensajes de información que pueden ser recibidos sin ser confirmados, debe ser menor al parámetro k.

Interrogación General Cíclica

Aquí se configura el periodo de interrogación general, se especifica en minutos. Presenta tres opciones de configuración:

- None: No se realiza ninguna interrogación.
- Single: Se realiza una sola interrogación una vez establecida la conexión, de Axon Builder hacia el equipo de campo.
- Cyclic: Se realiza una interrogación cada período de tiempo, de Axon Builder hacia el equipo de campo.

Sincronización

En este campo se sincronizan los dispositivos, se especifica en minutos. Presenta tres opciones de configuración:

- None: No se realiza ninguna sincronización.
- Single: Se realiza una sola sincronización una vez establecida la conexión, de Axon Builder hacia el equipo de campo.
- Cyclic: Se realiza una sincronización cada período de tiempo, de Axon Builder hacia el equipo de campo.

Para finalizar el proceso de configuración del dispositivo AIEC104 se hace clic en el botón Aceptar como se ve en la figura 3.80.

Figura 3.80: Configuración de la conexión IEC104 con el equipo remoto en Axon Builder

Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

CAPÍTULO IV

Análisis de Resultados

4.1. Análisis de sistemas de comunicación y supervisión

Los Sistemas de Comunicación y Supervisión son parte del Sistema SCADA, los protocolos tanto en SCADA Local como en SCADA remoto son importantes para tener un monitoreo de todo el Sistema. Los protocolos de subestaciones son varios, con diferentes velocidades de transmisión, diferentes topologías, diferentes estructuras a nivel de capas del modelo OSI. Pero la mayoría ha desarrollado protocolos de Buses de Campo (FieldBus) establecido en la norma IEC 61158, han sido utilizados para empezar la automatización de subestaciones eléctricas hace varios años.

Los protocolos de campo se han desarrollado más para el campo industrial, para fábricas de automatización de procesos, automatización automotriz. pero no se ha tenido un protocolo “único” para la automatización de subestaciones; se ha llegado a tener protocolos para la automatización de ciertas partes del sistema de energía eléctrica como lo estipula por ejemplo el protocolo DNP 3.0 que es un protocolo de características buenas antes los protocolos de campo.

Tanto DNP 3.0, UCA y los protocolos de campo han trabajado en conjunto y han desarrollado no solo un protocolo, sino que es una norma internacional como la IEC 61850. Esta norma se ha desarrollado justamente para la automatización de subestaciones en su primera edición, en su segunda edición amplía su estándar hasta niveles de Energía Eólica y la divide en 10 partes con la complementación de la norma IEC 61400-25.

Sin duda la tercera edición será una de las mejores hasta llegar a niveles de Smart Grid el cual mediante su lenguaje de configuración de subestaciones

SCL adaptará formatos únicos para dispositivos que no sean solamente IEDs. Un resultado sin duda de que IEC 61850 es el mejor por su grande estructura en subestaciones eléctricas y demás partes del sistema eléctrico de potencia.

IEC 61850 puede intercambiar información entre sus dispositivos inteligentes de diferentes fabricantes el cual los protocolos de campo no lo poseen. El intercambio de información es bastante útil para llegar a tener una verdadera coordinación de protecciones y complementarla con SCADA/OMS para ser más eficaz la entrega de energía al usuario final sin interrupciones. IEC 61850 en SCADA local se lo considera actualmente como el mejor por los beneficios obtenidos en el aspecto tecnológico, social, educativo y económico.

Los sistemas de supervisión se refieren a la transmisión de datos, en esta parte del sistema SCADA existe una sola norma en la transmisión de datos de sistemas eléctricos y esta es la IEC 870, esta norma está basada para la supervisión y monitoreo de energía eléctrica. Otra norma de supervisión y control es DNP 3.0 pero su uso se desarrolló para campos de agua, gas y electricidad.

En general una supervisión y la automatización de una subestación tiene las siguientes ventajas:

- La confiabilidad en los equipos y sistemas va a incrementarse.
- El sistema SCADA ayuda a que haya un rápido diagnóstico de los equipos y eventos que sucedan en la subestación.
- El sistema SCADA dispone de facilidades como la obtención de señales de medición, acceso remoto/local y alarmas.
- La automatización otorga mayor flexibilidad en las maniobras operacionales de mantenimiento y de reconexión.
- Ante cualquier interrupción o corte de energía el sistema SCADA ayuda a mejorar los tiempos de respuesta.

Los concentradores de datos o puertas de enlace (gateway) también son parte de un análisis en el sistema de automatización. El gateway es el medio para lograr la interfaz entre la red de comunicación (LAN/WAN) y los diferentes protocolos de los IEDs que se encuentran en una subestación, pero este equipo en ciertas ocasiones presenta dificultades, como por ejemplo, si una subestación integra un nuevo IED con un nuevo protocolo diferente al resto que se encuentran en la subestación, el gateway tendría que aumentar su costo en el desarrollo y/o incorporación de hardware y software por el desarrollo del nuevo protocolo.

Los problemas que se presentan en una subestación de distribución también se presentaron en el proyecto. Incorporar el protocolo Profibus DP que tiene el IED Siemens 7UT612 presento un gasto adicional ya que el concentrador de datos SYNC 2000 solo presentaba protocolos DNP 3.0 y IEC 61850, es por eso que se incorporaron gastos de un nuevo gateway NT 50 DP-RS y la compra de la licencia Modbus RTU.

Los tipos de topologías también son de análisis económico, el cableado de IEDs en estrella o en anillo se revisa bajo un análisis de costos al momento de implementar la subestación, esto depende al tipo de protocolo que se disponga en los equipos. El protocolo IEC 61850 dispone de interoperabilidad o cambio de información entre equipos, esto hace que se pueda implementar una topología tipo anillo, por otra parte un protocolo DNP 3.0, Modbus, Profibus no disponen de interoperabilidad entre equipos entonces se requiere una topología tipo estrella. En consecuencia una topología en estrella es más costosa que una topología en anillo y esto representa un beneficio económico al momento de automatizar una subestación.

Los IEDs como dispositivos de campo y los concentradores de datos ayudan a realizar un control y supervisión que permite controlar a distancia un equipo. Es por eso que el sistema SCADA debe cumplir con las siguientes características:

- La información del proceso se necesita en el momento en que los cambios

se producen en el mismo, es decir la información se requiere en tiempo real a un centro de control.

- La necesidad de optimizar y facilitar las operaciones del sistema, como también la toma de decisiones ante cualquier eventualidad, tanto administrativas como operativas de la empresa de distribución.
- Beneficios en el aumento de la facturación por parte de la empresa de distribución gracias a la automatización.

4.2. Resultado del diseño en telemando y telecontrol para IEDs

El desarrollo del sistema SCADA cuenta con los siguientes equipos y software:

- SIEMENS AG PTD PA → 7UT612
- Hilscher Gesellschaft für → NT 50 DP-RS
- KALKI Communication Technologies → SYNC2000 SR6
- AXON GROUP Ltda. → Axon Builder (Software)

Estos equipos se muestran en un diagrama de bloques con los protocolos de los concentradores de datos tanto de Hilscher y de Kalkitech para después realizar la programación con los mímicos en el Axón Builder. Un resumen en un gráfico unifilar se presenta en la figura 4.1

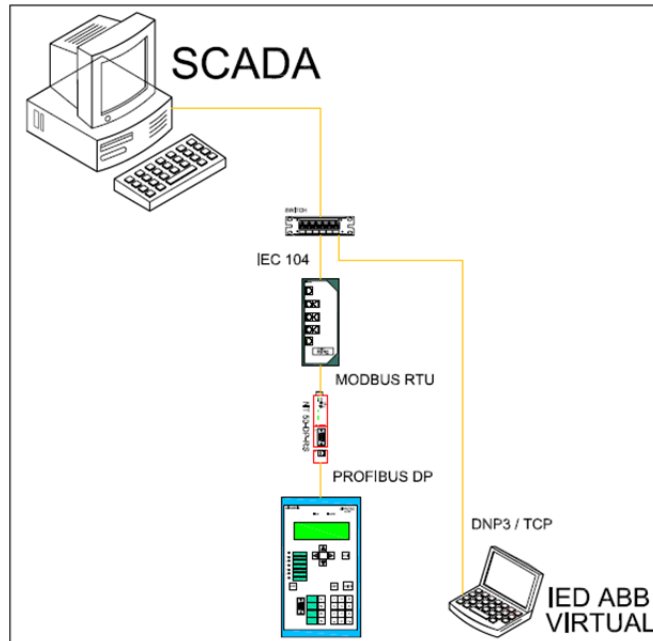


Figura 4.1: *Diseño General del Proyecto*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

La configuración del IED se la realizó mediante el software DIGSI de Siemens, primeramente asegurarse de la existencia del archivo GSD el cual es un archivo que contiene la información básica y las direcciones de los módulos del IED y que la proporciona el fabricante del dispositivo.

El siguiente paso es la programación en la matriz de configuración (Masking I/O) que se asignará información de cada elemento que se necesitará para el proyecto. Y finalmente verificar las direcciones de cada información que posteriormente se utilizará en la programación de los concentradores de datos y en el software del SCADA. En la figura 4.2 se muestra la configuración de la matriz con la información de cada variable asignada.

	Information				Source					Destination																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
	Number	Display text	L	Type	BI				F				S				C				B0				LEDs								B				S				C				CM																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
					1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	5	6	7	0	T	S	C	CM																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Device, General																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															

Figura 4.2: Matriz de entradas y salidas
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En el grupo de “Prueba” se asignó 5 informaciones, las cuales se llevarán al sistema SCADA mediante las direcciones de destino del protocolo, en la tabla 4.1 se muestra las direcciones de cada información.

Además se añadió las direcciones de las corrientes de los módulos Q y R del IED para visualizarlos en el SCADA como también la autorización del mando LOCAL/REMOTO. Estas direcciones son de gran utilidad para el mapeo en el Gateway NT 50 DP-RS ya que se necesita cambiar de profibus a modbus y con estas señales en modbus llevarlas al Gateway SYNC 2000. En la figura 4.3 se muestra las señales del IED sin asignar todavía las señales al módulo de modbus y en la figura 4.4 se muestra las señales de entrada y salida mapeadas.

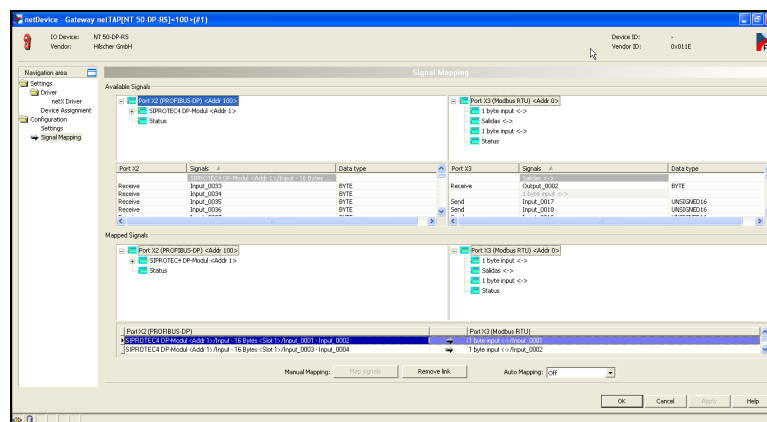


Figura 4.3: Señales disponibles en Profibus y Modbus
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

VALOR		
Información del Objeto	Byte offset	Bit mask
ENTRADAS BINARIAS		
Q1-SP	1	04(hex)
Alarma1-SP	1	08(hex)
Alarma2-SP	2	40(hex)
Alarmas	11	80(hex)
TRIP	2	20(hex)
Device OK	2	01(hex)
PickUp	2	10(hex)
Cntrl Auth.	7	20(hex)
SALIDAS		
Q1-CFS	0	30(hex)
MEDIDAS		
IA S1	12	-
IB S1	14	-
IC S1	16	-
IA S2	18	-
IB S2	20	-
IC S2	22	-
Freq	24	-

Tabla 4.1: Direcciones de las entradas binarias, salidas binarias y medidas que contiene el IED 7UT612.

Port X2 (PROFIBUS-DP) <Addr 100>	Port X3 (Modbus RTU) <Addr 0>
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 1>-Input_0003 - Input_0004	1 byte input <=> Input_0002
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 1>-Input_0005 - Input_0006	1 byte input <=> Input_0003
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 1>-Input_0007 - Input_0008	1 byte input <=> Input_0004
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 1>-Input_0009 - Input_0010	1 byte input <=> Input_0005
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 1>-Input_0011 - Input_0012	1 byte input <=> Input_0006
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 1>-Input_0013 - Input_0014	1 byte input <=> Input_0007
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 1>-Input_0015 - Input_0016	1 byte input <=> Input_0008
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 2>-Input_0017 - Input_0018	1 byte input <=> Input_0009
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 2>-Input_0019 - Input_0020	1 byte input <=> Input_0010
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 2>-Input_0021 - Input_0022	1 byte input <=> Input_0011
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 2>-Input_0023 - Input_0024	1 byte input <=> Input_0012
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 2>-Input_0025 - Input_0026	1 byte input <=> Input_0013
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 2>-Input_0027 - Input_0028	1 byte input <=> Input_0014
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 2>-Input_0029 - Input_0030	1 byte input <=> Input_0015
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Input - 16 Bytes <Slot 2>-Input_0031 - Input_0032	1 byte input <=> Input_0016
SIPROTEC4 DP-Modul <Addr 1>-Output - 2 Bytes <Slot 5>-Output_0001 - Output_0002	Salidas <=> Output_0001

Figura 4.4: Señales mapeadas entre Profibus y Modbus
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

El IED agrupa 2 bytes en cada dirección, es decir, existe 16 bits, al momento de pasar a modbus se necesita tener en cada dirección 1 byte o 8 bits, porque el IED asocia información de entradas y salidas binarias como también valores de medición en 8 bits.

Las direcciones establecidas en el puerto X3 del Gateway NT 50 DP-RS ya se encuentra en 8 bits y en Modbus. El paso siguiente es llevar estas señales al Gateway SYNC 2000 que es más robusto y contiene varios protocolos, para configurar este paso primeramente asignamos una dirección IP al equipo la cual es 10.10.28.120, después crear el canal de Modbus RTU Maestro y finalmente crear el canal de IEC 104 esclavo. En la figura 4.5 se muestra los datos de Modbus mapeados a IEC 104.

Row Number	Gateway Port ID	Basic Type	Object Type	Function Type	Data Format	Start Address	Number of Points	Poling Cycle (ms)	Start E
Row1	1	Digital Input	Single Indicators	Read Cal Status		2505	1		
Row2	2	Digital Input	Single Indicators	Read Discrete In.		61	1	1000	
Row3	3	Digital Input	Single Indicators	Read Discrete In.		11	1	1000	
Row4	4	Digital Input	Single Indicators	Read Discrete In.		16	1	1000	
Row5	5	Digital Input	Single Indicators	Read Discrete In.		95	1	1000	
Row6	6	Digital Input	Single Indicators	Read Discrete In.		16	1	1000	
Row7	7	Digital Input	Single Indicators	Read Discrete In.		10	1	1000	
Row8	8	Digital Input	Single Indicators	Read Discrete In.		21	1	1000	

Master	Basic Type	ASDU Type	Information Object Address	Number of Points	Group Mask	Class Mask	Comments
Channel 1 Modbus R.	Digital Input	Single Indicators	9	1	0	1	
Channel 1 Modbus R.	Digital Input	Single Indicators	1	1	0	1	
Channel 1 Modbus R.	Digital Input	Single Indicators	4	1	0	1	
Channel 1 Modbus R.	Digital Input	Single Indicators	5	1	0	1	
Channel 1 Modbus R.	Digital Input	Single Indicators	6	1	0	1	
Channel 1 Modbus R.	Digital Input	Single Indicators	2	1	0	1	
Channel 1 Modbus R.	Digital Input	Single Indicators	3	1	0	1	
Channel 1 Modbus R.	Digital Input	Single Indicators	4	1	0	1	

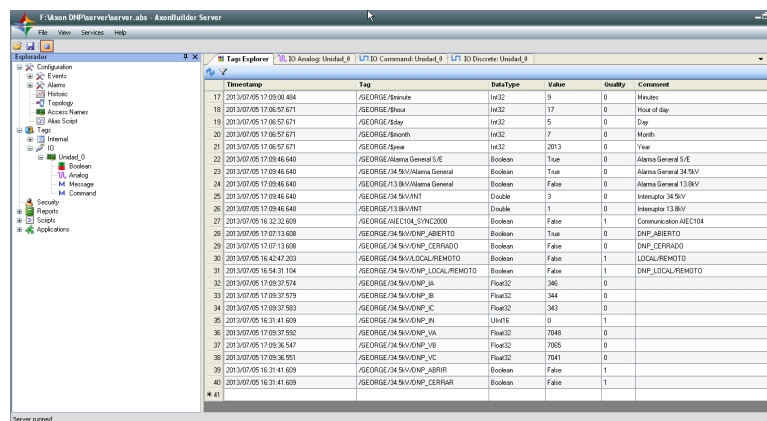
Figura 4.5: Señales mapeadas entre Modbus y IEC 104
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Las direcciones que contiene el SYNC 2000 en protocolo IEC 104 esclavo son llevadas al Axon Builder con la misma dirección en la parte del servidor. La asignación de variable de entradas y salidas binarias como de medidas hay que

The screenshot shows the Fiddler interface with the 'Topologies' tab selected. The left sidebar displays the 'Topologies' tree, and the main pane shows a table of topologies. The table has columns: ID, Topology, Name, Data Type, Log, Initial, Event Class, Return..., Accession..., Item, and Comment. The table lists various topologies, including 'SERVICE_OK', 'ALARM01', 'ALARM02', 'ALARM03', 'PICKUP', 'DNP_ABORT0', 'DNP_CERRAD0', 'LOCAL_REM0', and 'DNP_LOCAL_REM0'. The 'DNP_LOCAL_REM0' row is highlighted in orange.

ID	Topology	Name	Data Type	Log	Initial	Event Class	Return...	Accession...	Item	Comment
01	ALARM01/2M NAV	SERVICE_OK	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False	ONOFF	<input type="checkbox"/>		1	SERVICE_OK
02	ALARM02/2M NAV	01	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False	ONOFF	<input type="checkbox"/>	SYNC000	2	01
03	ALARM03/2M NAV	ALARM01	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False	ACTIVE/INA	<input checked="" type="checkbox"/>	SYNC000	4	ALARM01
04	ALARM04/2M NAV	ALARM02	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False	ACTIVE/INA	<input checked="" type="checkbox"/>	SYNC000	5	ALARM02
05	ALARM05/2M NAV	ALARM03	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False	ACTIVE/INA	<input checked="" type="checkbox"/>	SYNC000	6	ALARM03
06	ALARM06/2M NAV	TRIP	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False	START/STOP	<input checked="" type="checkbox"/>		7	TRIP
07	ALARM07/2M NAV	PICKUP	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False	START/STOP	<input checked="" type="checkbox"/>		8	PICKUP
08	ALARM08/2M NAV	DNP_ABORT0	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False	ONOFF	<input type="checkbox"/>	SYNC000	21	DNP_ABORT0
09	ALARM09/2M NAV	DNP_CERRAD0	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False	ONOFF	<input type="checkbox"/>	SYNC000	22	DNP_CERRAD0
10	ALARM10/2M NAV	LOCAL_REM0	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False	LOCAL_REM	<input checked="" type="checkbox"/>	SYNC000	23	LOCAL_REM0
11	ALARM11/2M NAV	DNP_LOCAL_REM	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False	LOCAL_REM	<input checked="" type="checkbox"/>	SYNC000	23	DNP_LOCAL_REM0
*12				<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>			

En la figura 4.6 se muestran las señales con la misma dirección que contiene el canal IEC 104 esclavo del Gateway SYNC 2000 pero ahora en la configuración del maestro IEC 104 solo las señales digitales mientras que en otras pestañas apreciamos las salidas y comandos. Ahora ya con las señales enlazadas y el servidor corriendo se muestra en la figura 4.7 los estados de las señales y la calidad en la que se encuentran.



Finalmente en la figura 4.8 se muestra el sinóptico con estados de apertura y cierre como también de medida de las variables eléctricas de los IEDs 7UT612 y de ABB (Simulador).

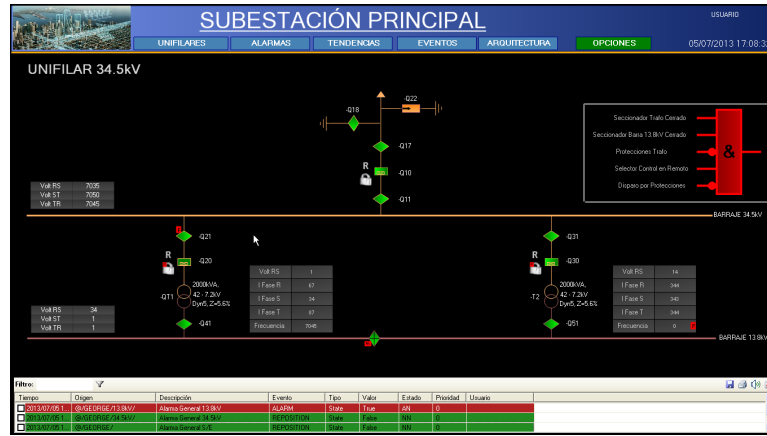


Figura 4.8: *Diseño del mímico en Axon Builder*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

4.2.1. Resultados en Variables Eléctricas

Las señales reales y los datos binarios del Gateway como datos de corriente del módulo Q del IED, se obtiene los valores mediante la ecuación 4.1. Para obtener el valor de corriente se empleó una carga con potencia seleccionable de 40, 45 y 50 W. Cabe mencionar que es un sistema de una fase.

$$P = V \cdot I \quad (4.1)$$

Dónde:

P es Potencia Activa;

V es Voltaje, e;

I es Corriente.

En 4.1 se tiene $V = 120$ V; $P = 40$ W; $I = 0,33$ A

La corriente se encuentra en mA, pero ahora se necesita visualizar la corriente en A en el IED. Los IEDs se conectan a los secundarios del transductor, es decir, al secundario del transformador de corriente TCs. El IED toma una relación de transformación para poder visualizar la corriente del primario, en este caso, en la programación del IED se hace una relación de transformación 500:5.

Entonces, la corriente de circuito que pasa por los módulos de corriente Q1-Q2 que se visualizará en la pantalla principal del IED va hacer 100 veces más de la corriente de entrada.

Ya obtenido este valor de corriente podemos revisarla en el estado real del Gateway como se indica en la figura 4.9.

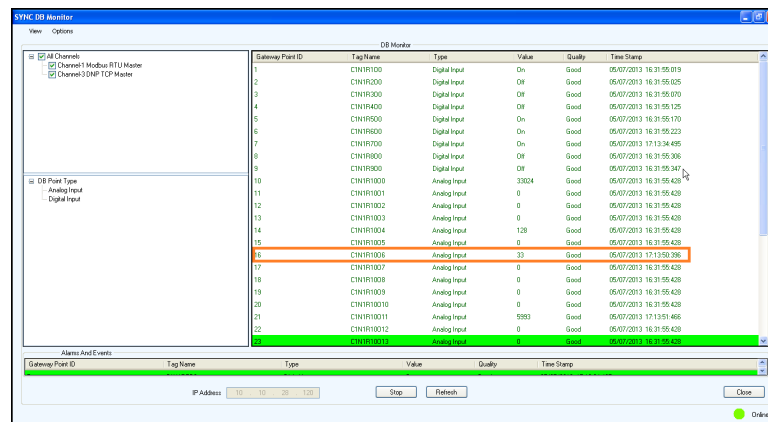


Figura 4.9: Log de eventos en tiempo real del SYNC2000
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

El valor de corriente se encuentra la siguiente dirección asignada por el Gateway

- Channel:1
- Node:1
- Row:10
- Point:06
- Tipo: Analog Input
- State: Good

Se puede apreciar que el estado está “Online” y además que la señal llega desde el equipo hasta el gateway. Se puede activar la opción de “Log Event” para ver lo datos que se encuentran trasmitiendo. Ahora el siguiente paso es revisar que los datos desde el simulador del IED ABB se están trasmitiendo hacia el

sistema SCADA, en la figura 4.10 se muestra el IED con los valores de corriente y voltaje.

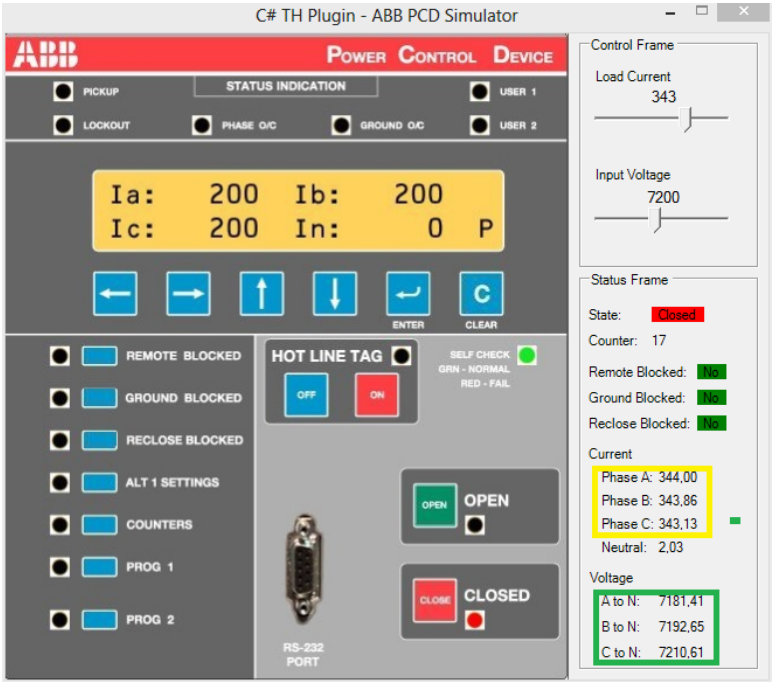


Figura 4.10: Valores de Corriente y Voltaje en ABB Simulator
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Los datos de corriente y voltaje se los puede también ver en el sistema SCADA pero antes se debió haber sido asignados en el gateway SYNC 2000 los datos de entradas binarias, entradas analógicas y salidas binarias. En la figura 4.11 se puede revisar los datos en el SCADA que coinciden con el IED ABB.

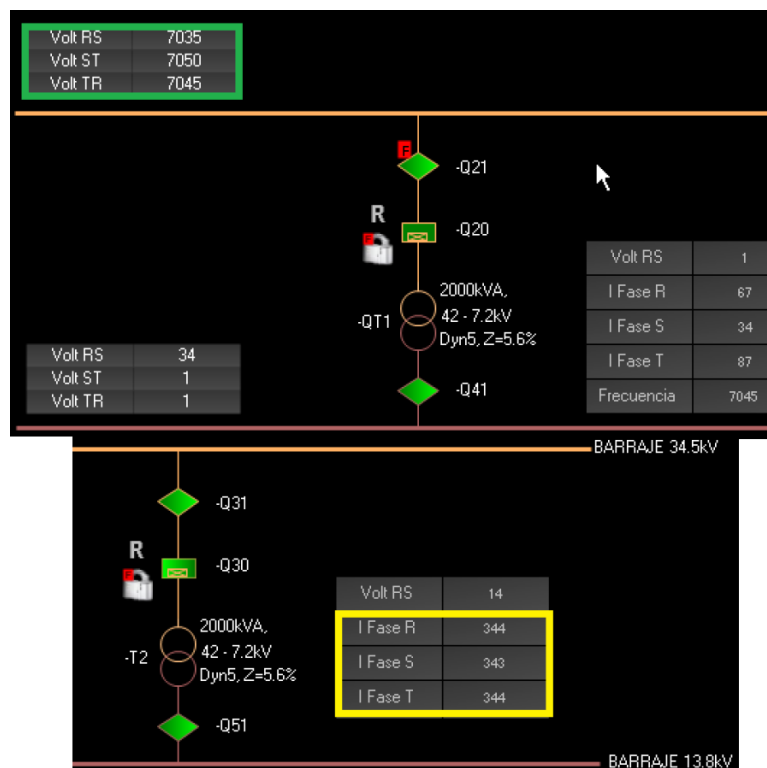


Figura 4.11: Valores de Corriente y Voltaje en mímico del SCADA para IED ABB
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En los recuadros verde (voltajes) y amarillo (corrientes) se puede visualizar tanto en el SCADA y en el IED ABB los valores bajo el protocolo DNP 3.0. Los resultados también lo podemos obtener del LOG de eventos del IED como se muestra en la 4.12.

```

18:52:26.877: Tx Object 32(Analog Change Event), variation 1, qualifier 0x17(8 Bit Index)
18:52:26.877: Analog Input 000000 = 340.9241399, flags 0x01
18:52:26.877: Analog Input 000001 = 341.2457968, flags 0x01
18:52:26.877: Analog Input 000002 = 343.1552665, flags 0x01
18:52:26.877: Analog Input 000003 = 0.3067330668, flags 0x01
18:52:26.877: Analog Input 000004 = 7212.125636, flags 0x01
18:52:26.877: Analog Input 000005 = 7216.304231, flags 0x01
18:52:26.877: Analog Input 000006 = 7199.27906, flags 0x01
18:52:26.877: <+++ sDNP Insert request in queue: Read Response

```

Figura 4.12: Valores de Corriente y Voltaje en LOG de Eventos del IED ABB
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

4.2.2. Resultados del IED Siemens 7UT612

Los resultados de frecuencia, corriente y las direcciones como también el estado de intercambio de datos son parte del proyecto, en la figura 4.13 se muestra el código MLFB del IED.

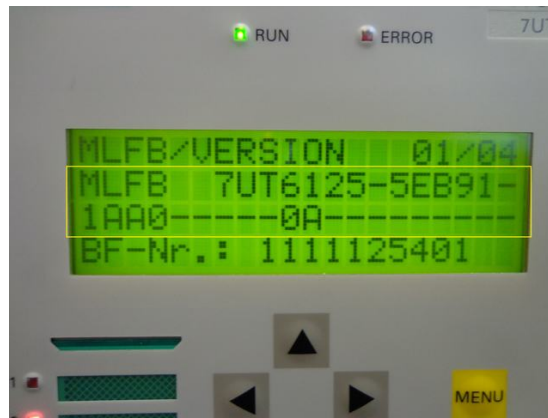


Figura 4.13: *Código MLFB IED 7UT612*
Elaborado por: *W. Mendoza y J. Rosero*

En la figura 4.14 se muestra el firmware que se dispone el IED.



Figura 4.14: *Firmware IED 7UT612*
Elaborado por: *W. Mendoza y J. Rosero*

En la figura 4.15 se puede observar que el módulo de comunicación que se utilizó, fue el módulo B, que es el módulo de comunicación y dispone del protocolo Profibus-DP.

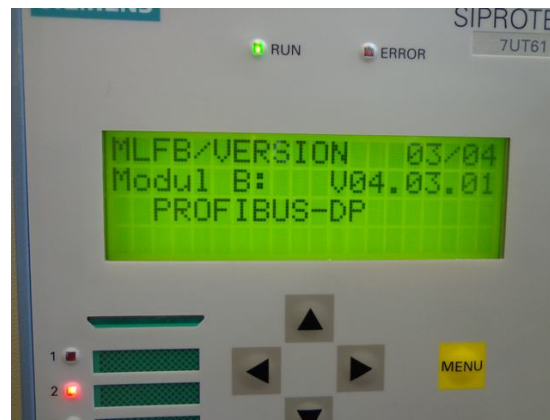


Figura 4.15: *Modulo de Comunicación y Protocolo del IED 7UT612*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En la figura 4.16 se muestra la dirección del IED y el estado de la comunicación. En el NT 50 DP RS se puede observar que el IED es un esclavo con dirección 1 y el estado es “DATA EXCHG”.



Figura 4.16: *Estado del IED y Dirección del esclavo*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

En la figura 4.17 se muestra la dirección del maestro profibus, esta dirección se la puede verificar en el EventLife del NT 50 DP-RS.



Figura 4.17: *Dirección del Maestro Profibus*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Ahora se puede verificar que los valores de corriente y frecuencia del IED. En la figura 4.18 se muestra que la corriente es 36 amperios en el lado 1 la fase B, por otro lado se puede observar la frecuencia industrial a la que se está trabajando, como se muestra en la figura 4.18

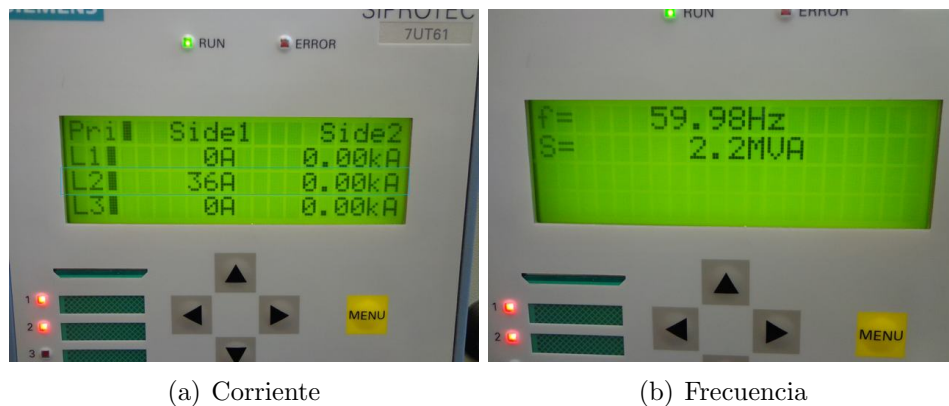


Figura 4.18: *Corriente y Frecuencia del IED*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

4.3. Análisis Económico

La implementación de un laboratorio de protecciones es importante en el desarrollo académico de los estudiantes. Los IEDs en el campo de las subestaciones de distribución son primordiales en el funcionamiento del SEP.

4.3.1. Gastos de Equipos

Para determinar los costos se consideró todos los activos y gastos realizados en el proyecto, mismos que se presentan en la tabla 4.2.

GASTOS	Valor en \$
Norma IEC 61850-6	378,00
Gateway	2.683,93
Software SCADA	1.745,25
Computadora	615,94
Convertidor de Protocolo	371,77
Gastos bancarios	121,73
Copias	193,30
Gastos administrativos	780,00
Asesoría técnica	1.219,20
TOTAL GASTOS	8.109,12

Tabla 4.2: *Total de Gastos*
Elaborado por: *W. Mendoza y J. Rosero*

4.3.2. Ingresos

Para determinar los ingresos del proyecto se consideró el valor anual de 18375,40 dólares que equivalen a una décima parte de un nuevo laboratorio de protecciones, este rubro seria el ingreso que la Universidad tendría, si se implementa un laboratorio con todos los dispositivos para simular fallas con IEDs [84].
Suministros

4.3.3. Depreciación

Para determinar el flujo total también se consideró la depreciación de los activos fijos

La depreciación de los activos fijos se realizará de acuerdo a la naturaleza de los bienes, a la duración de su vida útil y la técnica contable. Para que este gasto sea deducible, no podrá superar los siguientes porcentajes [85]:

- Inmuebles (excepto terrenos), naves, aeronaves, barcasas y similares 5 % anual.
- Instalaciones, maquinarias, equipos y muebles 10 % anual.

- Vehículos, equipos de transporte y equipo caminero móvil 20% anual.
- Equipos de cómputo y software 33% anual.

La siguiente tabla de depreciación se la realizó de acuerdo al Reglamento de Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno en la tabla 4.3.

ITEM	ACTIVOS FIJOS	CANTIDAD	TOTAL	DEPRECIACION
B	Gateway / concentrador de datos.	1	2683,93	268,39
C	Software SCADA / HMI AXON Builder	1	1745,25	575,93
D	Computadora intel core i5,	1	615,94	203,26
E	Convertidor de Protocolo Profibus a Modbus NT 50-DP-RS	1	371,77	37,18
				1084,76

Tabla 4.3: *Depreciación de equipos*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Los gastos administrativos que se manejen en el laboratorio de protecciones se las aprecia en la tabla 4.4 [84].

Gatos Admisnistrativos	2013	2014	2015
Luz	10	10	10
Telefono	20	21,150	22,37
Internet	20	21,15	22,37
Limpieza	5	5,29	5,59
Suministros de Oficina	10	10,58	11,19
Mensual	65	68,17	71,52
Anual	780	818,04	858,24

Tabla 4.4: *Gastos Administrativos proyectados a tres años.*

4.3.4. Costos generales del proyecto

Considerando los egresos e ingresos analizados anteriormente se muestra la tabla del flujo total, razón para cada año en los egresos una inflación del 1.09% [86], tabla 4.5.

4.3.5. VAN (Valor Actual Neto)

El valor actual mide en valores monetarios los recursos que aporta el proyecto por sobre la rentabilidad exigida a la inversión y después de recuperada toda ella.

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
INVERSION	8.500,00			
Total Ingresos		18375,40	18375,40	18375,40
Total Egresos		8.109,12	8.197,51	8.286,86
Depreciación		1.084,76	1.084,76	1.084,76
TOTAL FLUJO	-8.500,00	11.351,04	11.262,65	11.173,30

Tabla 4.5: *Flujo Total de Ingresos y Egresos.*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Para ello, calcula el valor actual de todos los flujos futuros de caja, proyectados a partir del primer periodo de operación, y le resta la inversión total expresada en el momento cero [87].

En la figura 4.19 nos muestra las condiciones del Valor Actual Neto.

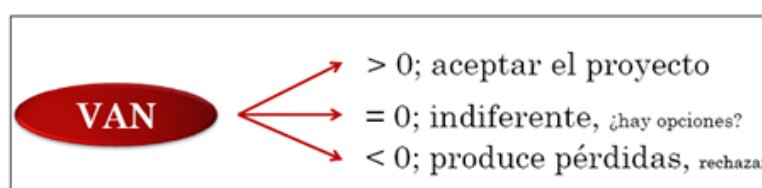


Figura 4.19: *Condiciones del VAN*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

4.3.6. TIR (Tasa Interna de Retorno)

La tasa interna de retorno (TIR) mide la rentabilidad de un proyecto como un porcentaje y corresponde a la tasa que hace al $VAN=0$ [87]. Siendo r la tasa de interés a la cual se está trabajando, en este caso 10,21 % [88].

La figura 4.20 muestra las condiciones de la TIR.

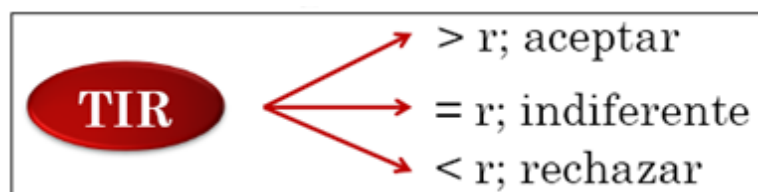


Figura 4.20: *Condiciones de la TIR*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

La inversión se recupera en el primer año pero para efectos de estudios se realizó un flujo de caja para tres años con una tasa de interés del 10,21 % o 0,1021 referente a la tasa de interés productivo empresarial del Banco Central del Ecuador [88].

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
Flujo de caja	(8.500,00)	11.351,04	11.262,65	11.173,30
VA		10299,46	9272,54	8346,77

Tabla 4.6: *Valores actuales del flujo total.*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Sumatoria de Flujos	27918,77
Inversion	(8.500,00)
VAN	19418,77
TIR	1,2061

Tabla 4.7: *Indicadores Económicos*
Elaborado por: W. Mendoza y J. Rosero

Como el VAN y el TIR están dentro de los parámetros técnicos el proyecto se lleva a cabo.

4.3.7. Relación Beneficio/Costo

La relación costo beneficio toma los ingresos y egresos presentes netos del estado de resultado, para determinar cuáles son los beneficios por cada dólar que se sacrifica en el proyecto. Para el cálculo de este indicador se considera los costos e ingresos como se muestra en la siguiente tabla.

RELACION-BENEFICIO- COSTO				
Años	Egresos		Ingresos	
	Valor futuro	Valor Actual	Valor futuro	Valor Actual
1	9.193,88	\$ 8.342,15	18.375,40	\$ 16.673,08
2	9.282,27	\$ 7.642,09	18.375,40	\$ 15.128,46
3	9.371,62	\$ 7.000,87	18.375,40	\$ 13.726,94
Total		22.985,10		\$ 45.528,48
RELACION-BENEFICIO- COSTO				1,98

Tabla 4.8: *Relación Beneficio Costo*

Del resultado obtenido se deduce que por cada dólar invertido se obtiene una rentabilidad de 98 centavos lo cual nos indica que se debe llevar a cabo el proyecto.

4.4. Parámetros técnicos de la comunicación

Los parámetros técnicos son muy importantes para la constitución de un proyecto, ya que estos nos ayudan a ver las características de los equipos que están intercambiando los datos.

Los parámetros de comunicación para Modbus RTU Master se muestra en la tabla 4.9.

Tipo de Configuración	Serial
Modo de Transmisión	RTU
Puerto	Com1
Tipo de Canal	RS232
Modo RS 422/ RS 485	Half Duplex
Velocidad en baudios (en Bits por segundo)	9600
Bits de Datos	8
Bits de Parada	1
Paridad	Even
Control de Flujo	Ninguno
Retraso CTS (0 - 65535 ms)	15000
Tiempo de espera de encabezado (0 - 4294967295 ms)	1000
Reintentos	3

Tabla 4.9: *Parámetros de comunicación Modbus*
Elaborado por: *W. Mendoza y J. Rosero*

Los parámetros de comunicación para IEC 104 esclavo se muestran en la tabla 4.10.

Tipo de Canal	TCP/IP
Dirección IP Remota	0.0.0.0
Número del Puerto	2504
Selección de tiempo de espera (1 - 10000 ms)	5
Espera del primer carácter (0 - 65535 ms)	0
Tiempo de espera incremental (0 - 42949667295 ms)	30000
Tiempo T1 (0 - 4294967295 ms)	15000
Tiempo T2 (0 - 4294967295 ms)	10000
Tiempo T3 (0 - 4294967295 ms)	20000
W	8
K	12
Activar Cifrado	Falso
Conjunto de cifrado	Cifrado Predeterminado

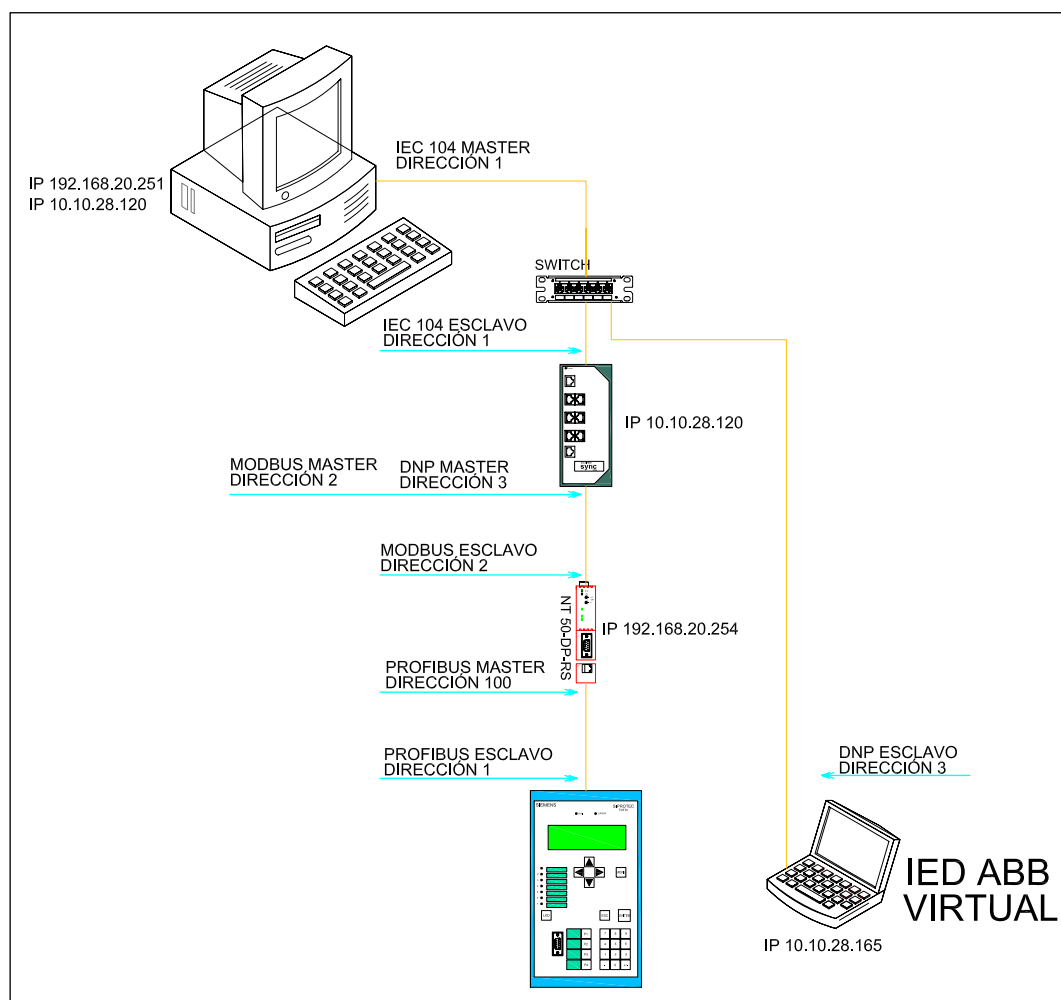
Tabla 4.10: *Parámetros de comunicación IEC 104*
Elaborado por: *W. Mendoza y J. Rosero*

Los parámetros de comunicación para DNP TCP Master se muestran en la tabla 4.11.

Tipo de Configuración	TCP
Tipo de Canal	TCP
Tiempo de espera de marco (0-4294967295 ms)	30000
Modo de confirmar enlace	Nunca
Tiempo de espera de confirmar enlace (0-4294967295 ms)	3000
Reintentos de capa de enlace (0-255)	3
Primer caracter de espera (0-65535 ms)	0
Periodo de encuesta fuera de linea 0-4294966 sec)	60
Dirección IP remota	0.0.0.0
Número de puerto (1024-65535)	20000
Tiempo de espera seleccionable (1 - 10000 ms)	5
Habilitar el cifrado	Falso
Conjunto de cifrado	Cifrado predeterminado

Tabla 4.11: *Parámetros de comunicación DNP 3*
Elaborado por: *W. Mendoza y J. Rosero*

En la figura 4.4 se indica las direcciones IP de los equipos utilizados en la implementación del proyecto.



Conclusiones

Las protecciones eléctricas deben garantizar la vida de las personas y la integridad de los equipos que se encuentran adyacentes al SEP, entre menor sea el tiempo de respuesta de las protecciones el sistemas va a ser más confiable y eficiente ante una falla.

La estándar internacional IEC 61850 tiene un alto grado de flexibilidad, brindando tres factores que son primordiales: En primera instancia la interoperabilidad que permite la comunicación entre IEDs de distintos fabricantes, la arquitectura libre la que debe ser compatible con todos los servicios de energía eléctrica en subestaciones y la estabilidad a largo plazo independientemente de los cambios, la interoperabilidad debe mantenerse de forma indefinida, o para ser más específicos, la norma tiene que ser a prueba de futuro.

La norma IEC 61850 tiene características muy distintivas a comparación de los protocolos de comunicación que se utilizan en subestaciones eléctricas, uno de los componentes esenciales es la velocidad la cual está en los 100 [Mbit/s].

Como conclusión acerca de un telemando desde un sistema SCADA se obtiene varios beneficios como son un mejor tiempo de repuesta en el control del equipo, como así también, un registro de eventos y señales de alarmas para varias señales asociadas al IED.

El mapeo automático de las señales del IED es una solución rápida para que el gateway obtenga las señales de entradas clasificadas en varios módulos y ser más ordenado al momento de seleccionar ciertas señales.

El protocolo Profibus DP tiene 126 dispositivos maestros y esclavos como

máximo, esta limitación hace que este protocolo de campo no sea tan utilizado en las subestaciones eléctricas además que DP requiere una velocidad de sólo 1 ms a 12 Mb/s para transmitir 512 bits de datos de entrada y 512 bits de datos de salida entre 32 estaciones distribuidas. Este protocolo no se encuentra en capacidades óptimas de ser utilizado en sistemas SCADA de subestaciones eléctricas.

La simulación con un protocolo DNP 3.0 es mucho mejor, más utilizable en el campo de subestaciones y varias partes de automatización del sistema de potencia, ya que a diferencia del protocolo Profibus este permite obtener una capacidad de 65536 dispositivos con diferentes direcciones sobre la misma red. Su velocidad de respuesta entre el servidor y el esclavo ABB con protocolo DNP 3.0 fue mayor que el protocolo Profibus.

El protocolo Modbus es un protocolo que ha sido y es utilizado en las subestaciones pero el número de esclavos también es un limitante ya que solo dispone de un total de 247 y una velocidad de hasta 19.200 baudios. Por ende se vuelve un protocolo incompetente en el campo de la automatización de las subestaciones.

Se debe hacer énfasis en el estudio de normas al avance de la automatización, no solo en el nivel de empresas eléctricas de distribución o afines al sistema de potencia, sino en campos más amplios como smart metering.

Recomendaciones

Los protocolos de campo no son los más óptimos en un sistema SCADA para monitorear y controlar dispositivos de alta tensión ya que su velocidad en tiempo real no es tan veloz como protocolos normalizados, por eso se recomienda que las normas estandarizadas sean las más aplicadas en este campo y un énfasis especial en el protocolo DNP 3.0 ya que es un protocolo para campos de agua y gas.

Las pruebas de protección de los equipos de protección se deben realizar con un equipo de pruebas, ya que al momento de montar el equipo se debe tener cuidado con las variables eléctricas calculadas y configuradas en el IED para no causar un daño técnico y de personal.

Se recomienda conectar todos los equipos de campo a una fuente de alimentación de corriente continua ya que la norma indica que no se pueden conectar solo señales a corriente continua y la alimentación del equipo a corriente alterna, por eso existe un banco de baterías en las subestaciones en caso de haber una interrupción de energía.

Se aconseja que todo equipo que la universidad adquiriera, sea revisado minuciosamente con todos los parámetros que ayuden a realizar un trabajo íntegro y sin complicaciones.

Conseguir IEDs que cuenten con protocolos de comunicación normalizados así como: la IEC 61850 y la IEC 60870-5 las cuales se encuentran en ciertas subestaciones de distribución.

Realizar un estudio más a fondo de las normas IEC 61968 e IEC 61970 tanto para sistema SCADA/DMS y SCADA/EMS respectivamente las cuales son de

gran utilidad hacia el avance de un verdadero sistema de potencia automatizado.

Tras la finalización del proyecto, se recomienda que los dispositivos electrónicos inteligentes que dispone el laboratorio de la universidad sean actualizados en sus tarjetas de comunicación con fibra óptica, ya que es uno de los mejores medios de comunicación en subestaciones eléctricas.

Bibliografía

- [1] J. M. Arroyo, “Subestaciones Eléctricas,” p. 100, 2010.
- [2] H. E. Olovsson and S. A. Lejdeby, “Evolución de las Subestaciones,” *Revista ABB 1/2008*, pp. 34–38, 2008.
- [3] CONELEC, “Regulación No. 005/08,” tech. rep., CONELEC, Quito-Ecuador, 2008.
- [4] C. Mason, *The art and science of protective relaying*. General Electric series, Wiley, 1956.
- [5] A. C.R.Ozansoy, A.Zayegh, “Communications for substation automation and integration,” *Software Practice and Experience*, p. 7, 2010.
- [6] R. Capella, “Protecciones Eléctricas en Media Tensión,” *Biblioteca Tecnica, Publicación Técnica de Schneider*, vol. 1, p. 197, 2003.
- [7] D. G. Navarrete, “Mini Proyecto de Automatización Industrial(AUTI),” Master’s thesis, Escola Politècnica Superior d’ Enginyeria de Vilanova i la Geltrú, 2004.
- [8] H. Mendivelso, “Protecciones Relés,” tech. rep., UNAM, Mexico D.F., 2007.
- [9] R. Rosas, *Protección de sistemas eléctricos de potencia*. Aula Politècnica, Edicions de la UPC, S.L., 2009.
- [10] G. Gaikwad, “IED (Intelligent Electronic Device) used in Supervisory Control and Data Aquisition System.” <http://.scada-ed.bogspot.com/2012/07/ed-ntegent-eelectronc-dece-sed.htm>, 2012. [En línea; visitada 17-Sep-2012].
- [11] Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires, “Experiencia piloto IEC 61850 con IEDs multimarca 1° etapa,” *Décimo tercer encuentro Regional Iberoamericano de Cigré*, p. 8, May 2009.
- [12] L. M. Funes, et al, “Experiencia piloto realizada con IEDs IEC 61850 en TRANSENER S.A. – TRANSBA S.A.,” *Décimo tercer encuentro Regional Iberoamericano de Cigré*, p. 8, May 2009.
- [13] R. Vignoni, “Sistemas de automatización de subestaciones con IEDs IEC 61850: Comunicaciones, topologías,” *Décimo tercer encuentro Regional Iberoamericano de Cigré*, p. 8, May 2009.
- [14] C. J. Dávila, “Diseño de un sistema de acceso remoto para integrar dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) ubicados en la subestación Santo Domingo a la red de TRANSELECTRIC S.A.,” Master’s thesis, Escuela Politècnica del Ejercito, 2007.

- [15] Siemens, “Protección multifuncional con sistema de mando SIPROTEC 4 7SJ61/62/63/64 6MD63,” no. Catálogo SIP 3.1, p. 99, 2006.
- [16] E. W. Gordon Clarke and D. Reynders, *Practical Modern SCADA Protocols: DNP3, 60870.5 and Related Systems*. Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP 200 Wheeler Road, Burlington, MA 01803: The Institution of Engineering and Technology, London United Kingdom, first ed., 2004.
- [17] A. R. Penin, *Sistemas SCADA*. Barcelona-España: Marcombo Ediciones Técnicas, segunda ed., 2007.
- [18] J. D. McDonald, *Electric power substations engineering*. Washington, D.C.: The Electric Power Engineering Handbook, first ed., 2003.
- [19] C. Alcaraz, G. Fernández, R. Román, A. Balastegui, and J. López, “Gestión Segura de Redes SCADA,” no. Universidad de Málaga, 2006.
- [20] E.E.Q S.A., “Proyecto nuevo sistema SCADA para la Empresa Eléctrica Quito S.A.,” tech. rep., 2011.
- [21] Arthur Pereira Neto, Siemens Mercosur, “Redes Ethernet en Subestaciones y la Norma Técnica IEC 61850 SICAM PAS,” p. 7.
- [22] W. Marin, “Modelo OSI,” tech. rep., 2012.
- [23] J. A. Villalba, “Estudio y Pruebas del protocolo de comunicación DNP3.0 sobre TCP IP para la comunicación entre la Central de Generación Cumbaya de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y el CENACE,” Master’s thesis, Escuela Politecnica Nacional, 2010.
- [24] P. Gil, et al, *Redes y Trasmisión de Datos*. Alicante, España: Compobell S.L., primera ed., 2010.
- [25] R. B. James Edwards, *Networking Self-Teaching Guide OSI, TCP/IP, LANs, MANs, WANs, Implementation, Management, and Maintenance*. Indianapolis, Indiana, United States of America: Wiley Publishing, Inc., first ed., 2009.
- [26] E. H. Pérez, *Tecnologías y Redes de Transmisión de Datos*. México D.F-México: Limusa, primera ed., 2003.
- [27] E. W. Deon Reynders, *Practical TCP/IP and Ethernet Networking*. London, England: Elsevier, first ed., 2003.
- [28] C. Hunt, *TCP/IP Network Administration*. California, United States of America: O’Reilly Media, Inc., third ed., 2002.
- [29] ELSTER, “La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) elige la Solución de Red Inteligente de Elster.” http://.ester.com.ar/es/notcas_y_eentoss_1144.htm, 30 de noviembre del 2011. [En línea; visitada 16-Enero-2013].

- [30] Universidad de las Américas, Puebla México, “Estándar RS232.” http://catarna.dap.m/_d_a/taes/documentos/em/paz__oj/apendceB.pdf, 2008. [En línea; visitada 26-Octubre-2012].
- [31] EHOUSE, “Automatización de edificios de trabajo en RS485.” <http://es.ehose.pro/?home-atomaton-management-a-RS485>, 3 de Septiembre del 2008. [En línea; visitada 14-Febrero-2013].
- [32] J. A. Rodriguez, “Comunicaciones Industriales Avanzadas.” <http://.dea.ca.pco.es/sadot/Comncacones/aanzadas/parte1.pdf>, 2004. [En línea; visitada 19-Octubre-2012].
- [33] C. Strauss, *Practical Electrical Network Automation and Communication Systems*. Practical professional books from Elsevier, Elsevier Science, 2003.
- [34] MASTERMAGAZINE, “Definición de ASCII.” <http://.mastermagazne.nfo/termno/3926.php>, 17 de julio del 2007. [En línea; visitada 08-Diciembre-2012].
- [35] OOCITIES, “Unidades Terminales Remotas (RTUs).” http://.oocites.org/gabreordonez_e/Undades_Remotas_SCADA.htm, 28 de octubre del 2009. [En línea; visitada 24-Marzo-2013].
- [36] Micros-Desings, “Protocolo de Comunicaciones DNP3.” <http://.mcros-desgns.com.ar/protocoo-de-comncacones-dnp3/>, 2010. [En línea; visitada diciembre-2012].
- [37] Axon Group Ltda, “DNP3 (Distributed Network Protocol, Version 3).” <http://.aongrop.com.co/pages/dnp3>, 2010. [En línea; visitado diciembre-2012].
- [38] J. R. Islas, “Implementación de protocolo de comunicación basado en DNP3 para enlazar sistemas de control supervisorio vía inalámbrica con controladores industriales (PLC),” 2008.
- [39] Substation Automation, ABB, “DNP3 Communication Protocol Manual.” [http://05.abb.com/goba/scot/scot354.nsf/ertydspay/5b0552a1511e3d9ac125783a004549d7/\\$fe/1mrk511241-en_-_en_commncaton_protoco_mana__dnp__650_serres__ec.pdf](http://05.abb.com/goba/scot/scot354.nsf/ertydspay/5b0552a1511e3d9ac125783a004549d7/$fe/1mrk511241-en_-_en_commncaton_protoco_mana__dnp__650_serres__ec.pdf), 2011. [En línea; visitada enero-2013].
- [40] J. Makhija, “Comparison of protocols used in remote monitoring: DNP 3.0, IEC 870-5-101 and Modbus,” 2009.
- [41] Substation Automation, ABB, “SPA-Bus Communication Protocol V2.5.” [http://05.abb.com/goba/scot/scot229.nsf/ertydspay/811733b652456305c2256db40046851e/\\$fe/spacommprot_en_c.pdf](http://05.abb.com/goba/scot/scot229.nsf/ertydspay/811733b652456305c2256db40046851e/$fe/spacommprot_en_c.pdf), 2001. [En línea; visitada diciembre-2012].
- [42] G. Tejada, “Tutorial de Fieldbus.” http://ssbb.nmsm.ed.pe/bbrtadata/pbcacones/eectronca/Setemb_1998/Pdf/04_tt.pdf, 1998. [En línea; visitada 06-Diciembre-2012].

- [43] Curtin University, “World Factory Instrumentation Protocol.” <http://kerno.crt.n.ed.a/Fedbs/organse.htm#WordFP>, 2002. [En línea; visitada 27-Marzo-2013].
- [44] Pittsburgh University, “The WorldFIP Protocol Standard and Specifications, Chapter 2.” <http://people.cs.ptt.ed/~mhanna/Master/ch2.pdf>, 2007. [En línea; visitada 10-Octubre-2012].
- [45] WorldFIP, “Fieldbus and WorldFIP.” <http://.ordfp.org/>, 2001. [En línea; visitada 14-Marzo-2013].
- [46] Réseau National de Ressources en Électrotechnique, “Fieldbus y WorldFIP.” http://.fmrese.cct.fr/cataoge/2001/bs_terran/htm/bs2.shtm, 2001. [En línea; visitada 05-Marzo-2013].
- [47] General Electric, “MMS UCA Versión 2 y Automatización de Subestaciones.” .dtecproyectos.com.pe/, 2010. [En línea; visitada 21-Enero-2013].
- [48] I. Rivadeneira, “Análisis de Protocolos de Comunicación para la Automatización de Subestaciones de Transmisión Eléctrica.” <http://repostoro.espe.ed.ec/btstream/21000/552/1/T-ESPE-027555.pdf>, 2005. [En línea; visitada 21-Sep-2012].
- [49] K. Schwarz, “IEEE UCA and IEC 61850 Seamless Communication from Power Plants to Customer Interfaces.” http://.nettedatomaton.com/donoad/UCA_Seamess_2001-06.pdf, 2001. [En línea; visitada 04-Agosto-2012].
- [50] A. K. Mark Adamiak, “Design and Implementation of a UCA based Substation Control System-General Electric.” <http://store.gedgtaenergy.com/faq/docments/b30/ger-3994.pdf>, 2005. [En línea; visitada 19-Enero-2013].
- [51] Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica EPRI, “Utility Communications Architecture (UCA (TM)) Version 2.0.” <http://.epr.com/abstracts/Pages/ProdctAbstract.asp?Prodctd=TP-114398>, 1999.
- [52] Universidad Pontificia Comillas, “Diseño y Optimización de una Arquitectura,” Nov. 2012.
- [53] Geocities, “Cable de Par Trenzado.” <http://.geoctes.s/ebdeacomptacon/cabepartrenzado.htm>, 2006. [En línea; visitada 19-Enero-2013].
- [54] Free Patentes Online, “Sistema de comunicación de la línea eléctrica y el procedimiento de funcionamiento de la misma.” <http://.freepatentsonne.com/7064654.htm>, 2004. [En línea; visitada 21-Enero-2013].
- [55] Soporteti, “Fibra Optica, Que es? y Cómo funciona?.” <http://bog.soportet.net/documentacon-tecnca/fbra-optca-qe-es-y-como-fncona/>, 26 de julio del 2011. [En línea; visitada 10-Noviembre-2012].

- [56] Textos Científicos, “Tipos de Fibras Opticas,” July 2012.
- [57] La Fibra Óptica, “Clasificación básica de la Fibra Óptica.” <http://afbraoptca.com/2012/07/06/casfcacon-basca-monomodo-y-mtmodo/>, 17 de diciembre del 2012. [En línea; visitada 22-Noviembre-2012].
- [58] Empresa Eléctrica Quito, “Fibra Optica para la Empresa Eléctrica Quito S.A.,” Feb. 2010.
- [59] Empresa Eléctrica Quito, “Fibra Optica en la EEQ S.A.,” 17 de diciembre del 2011. [En línea; visitada 10-Marzo-2013].
- [60] D. G. Hart, “Unidades PMU Supervisión de las Redes Eléctricas : Un Nuevo Enfoque,” *Revista ABB*, pp. 58–61, 2001.
- [61] Aiturrih, “Sistemas de Comunicación Inalámbricos,” 2012.
- [62] Domotel S.A., “Redes WLAN.” <http://.domotesa.com/nco.htm>, 2011. [En línea; visitada 19-Agosto-2012].
- [63] P. Cores, “La Tecnología WIMAX.” <http://.pedrocores.com/ma.pdf>, May 2010. [En línea; visitada 07-Enero-2013].
- [64] Université libre de Bruxelles, “Network Topologies.” http://physnfo.b.ac.be/ct_corseare/netorks/pt2_1.htm, 2008. [En línea; visitada 01-Marzo-2013].
- [65] IEEE, Computer Society, *Logical Link Control, IEEE Std 802.2*. first ed., 1998.
- [66] IEEE, Computer Society, *Carrier sense multiple access with Collision Detection (CSMA/CD) Access Method and Physical Layer Specifications, IEEE Std 802.3*. first ed., 2008.
- [67] International Electrotechnical Commission IEC, *IEC 61850-1: Introducción y Visión General - Ed.1*. 2009.
- [68] R. Pereda and P. Manager, “Communications Networks and System in Substations,” 2011.
- [69] International Electrotechnical Commission IEC, *IEC 61850-6: Configuration language for communication in electrical substations related to IEDs - Ed.2*. 2009.
- [70] C. Brunner, “IEC 61850 Object Model and Configuration Language,” tech. rep., ABB Ltd, Geneva 20, Switzerland, 2002.
- [71] International Electrotechnical Commission IEC, *IEC 61850-7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and models Ed.2*. 2009.

- [72] International Electrotechnical Commission IEC, *IEC 61850-7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and models Ed.2.* 2009.
- [73] G. Fuentes., “IEC 61850 El Nuevo Estandar en Automatización de Substancias ABB,” pp. 8–16, 2005.
- [74] International Electrotechnical Commission IEC, *IEC 61850-9-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link Ed.2.* 2009.
- [75] R. Ruiz, “Nuevo Sistema SCADA Proyecto de Automatización S/E,” p. 22, May 2009.
- [76] M. S. y Yaoyu Wang, *Communication and Control in Electric Power Systems applications of parallel and distributed processing*, vol. 3. New Jersey: John Wiley and Sons, mohamed e. el-hawary, series ed., 2003.
- [77] KALKITECH, “Acerca de DMS.” <http://.kaktech.com/sotons/abot-dms>, 9 de octubre del 2008. [En línea; visitada 10-Diciembre-2013].
- [78] ICE STORM, “Outage Management System.” <http://.pc.nh.go/2008ceStorm/Fna%20Reports/2009-10-30%20Fna%20NE%20Report%20Wth%20Utt%20Comments/Append%20G%20-%20Outage%20Management%20Systems%20Fna%2010-28-09.pdf>, 2011. [En línea; visitada 19-Febrero-2013].
- [79] Science, Technology and Energy Committee, “Outage Management System.” <http://.pc.state.nh.s/2008ceStorm/ST&E%20Presentatons/Unt%20OMS%20Presentaton%2006-09-09.pdf>, 2013. [En línea; visitada 26-Febrero-2013].
- [80] T. Science and E. Committee, “Outage Management System.” <http://.pc.state.nh.s/2008ceStorm/ST&E%20Presentatons/Unt%20OMS%20Presentaton%2006-09-09.pdf>, 26 de febrero del 2009. [En línea; visitada 16-Abril-2013].
- [81] The Structure Group, “Scada adn DMS Integration.” http://.emmos.org/preconf/2011/10_SCADA_%20EMS_DMS%20ntegraton.pdf, 9 de abril del 2010. [En línea; visitada 14-Mayo-2013].
- [82] Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, “Comité Gestión de la Operación del Sistema Eléctrico SIGDE-MEER.” http://.centrosr.com.ec/stes/porta/fes/RF_Adqscon_de_OMS-DMS.pdf, 2011. [En línea; visitada Abril 2013].
- [83] Comisión de Integración Eléctrica Regional, “Supervisión y Control Remoto de reconectadores de la Red de Media Tensión de la CENTROSUR S.A.” [http://.ecacer.org/semnaro28/mages/stores/trabajos/dstrbcon/ad-012%20-%20spersn%20y%20operacn%20remota%](http://.ecacer.org/semnaro28/mages/stores/trabajos/dstrbcon/ad-012%20-%20spersn%20y%20operacn%20remota%20)

- 20de%20reconectores%20-%20ecacer.pdf, 2013. [En línea; visitada Abril-2013].
- [84] L. A. Furlán, *Estudio de factibilidad para un centro de control del almacenamiento de alta tensión en la Universidad Politécnica Salesiana, Campus Kennedy*. 2013.
 - [85] Servicio de Rentas Internas SRI, “Reglamento de aplicación de la ley de régimen tributario interno,” tech. rep., SRI, Quito, 2010.
 - [86] Foros Ecuador, “Inflación de Ecuador 2013.” <http://.forosecuador.ec>, mayo, 2013. [En línea; visitada 11-Julio-2013].
 - [87] G. V. Pardo, “Evaluación de proyectos, administración de sep,” 2012.
 - [88] Banco Central del Ecuador, “Tasas de Interés.” <http://.bce.fn.ec/docs.php?path=documentos/Estadstcas/SectorMonFn/Tasasnteres/ndce.htm>, julio, 2013. [En línea; visitada 11-Julio-2013].